

Luís Eduardo Nunes

**VALORAÇÃO DE PROJETOS DE ENERGIA ALTERNATIVA
RENOVÁVEL (EAR) SOB A ÓTICA DE OPÇÕES REAIS**

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Administração da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do Grau de Doutor em Administração.

Orientador: Prof. Dr. Marcus Vinícius Andrade de Lima

Coorientador: Prof. Dr. André Luís da Silva Leite

Florianópolis
2017

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária
da UFSC.

Nunes, Luís Eduardo
VALORAÇÃO DE PROJETOS DE ENERGIA ALTERNATIVA
RENOVÁVEL (EAR) SOB A ÓTICA DE OPÇÕES REAIS / Luís
Eduardo Nunes ; orientador, Marcus Vinícius Andrade
de Lima, coorientador, André Luís da Silva Leite,
2017.
142 p.

Tese (doutorado) - Universidade Federal de Santa
Catarina, Centro Sócio-Econômico, Programa de Pós
Graduação em Administração, Florianópolis, 2017.

Inclui referências.

1. Administração. 2. Avaliação de Projetos. 3.
Teoria de Opções Reais. 4. Energia Alternativa e
Renovável. I. Lima, Marcus Vinícius Andrade de. II.
Leite, André Luís da Silva. III. Universidade
Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação
em Administração. IV. Título.

Luís Eduardo Nunes

AVALIAÇÃO DE PROJETOS DE ENERGIA ALTERNATIVA RENOVÁVEL (EAR) SOB A ÓTICA DE OPÇÕES REAIS

Esta Tese foi julgada adequada para obtenção do Título de Doutor em Administração e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Administração.

Florianópolis, 09 de maio de 2017.

Prof. Marcus Vinícius Andrade de Lima, Dr.
Coordenador do Programa

Banca Examinadora:

Prof. Marcus Vinícius Andrade de Lima, Dr.
Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. André Luís da Silva Leite, Dr.
Coorientador
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Newton Carneiro Afonso da Costa Jr., Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. José Alonso Borba, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Rogério João Lunkes, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Luiz Eduardo Teixeira Brandão, Dr.
Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro

Prof. Matt Davison, Dr.
University of Western Ontario

Dedico este trabalho aos meus familiares, meus amigos, meus futuros filhos e à minha esposa por me ajudarem nos momentos em que mais precisei.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha esposa Mariana por me apoiar sempre, por sempre acreditar em mim, por nunca me deixar desistir e por me compreender nos momentos de exaustão e nas ausências. E, acima de tudo, por todo o amor que dedica a mim.

Aos meus pais Luiz Albertino Nunes e Neli Vieira Nunes por me ajudarem nos momentos em que precisei. Por compreenderem a constante falta de tempo e de disposição. Por terem me ensinado a importância de uma boa formação e por terem me transformado no que sou hoje.

Aos meus irmãos Luís Antônio Nunes e Luís Felipe Nunes por me ajudarem com a parte de Tecnologia da Informação empregada na pesquisa e pelos momentos de alegria e distração necessários para o devido descanso.

Aos familiares da minha esposa pela compreensão e ajuda nos momentos cruciais, em especial à Maria Marlene Machado da Silva pela paciência em me aturar e a prontidão em corrigir todas as diversas versões desta pesquisa.

Aos meus amigos espalhados pelo mundo, pois tenho certeza que torcem sempre por mim, e que, mesmo às vezes distantes, são muito importantes na minha vida.

Ao engenheiro Antônio Felipe de Freitas Oliveira pela disponibilidade e prontidão na resolução de minhas dúvidas quanto a projetos de geração de energia elétrica, bem como sua prontidão em conseguir os dados mais essenciais para a resolução deste trabalho.

Ao professor orientador da Universidade Federal de Santa Catarina Dr. Marcus Vinícius Andrade de Lima pela dedicação, apoio, estímulo, material bibliográfico, disposição e tempo despendido com as sábias orientações e correções.

Ao professor coorientador da Universidade Federal de Santa Catarina Dr. André Luís da Silva Leite pela dedicação, apoio, estímulo, material bibliográfico, disposição e tempo despendido com as sábias orientações e correções, a respeito de finanças e setor elétrico brasileiro.

Ao professor coorientador no exterior da *University of Western Ontario* Dr. Matt Davison pela minha aceitação como orientado, pela dedicação, apoio, estímulo, material bibliográfico, disposição e tempo disponibilizado com as sábias orientações e correções, principalmente, na parte matemático-estatística do presente trabalho.

Aos que aqui esqueci de citar nominalmente, mas que fizeram parte de toda esta longa caminhada até a conclusão do presente trabalho.

Agradeço ainda à CAPES e ao CNPq pelos recursos utilizados na minha formação acadêmica e nos demais gastos pertinentes à execução da presente pesquisa.

Enfim, a todos aqueles que, de alguma maneira, ajudaram-me na conclusão desta tese.

“Investir em conhecimento rende
sempre os melhores juros.”
(Benjamin Franklin)

RESUMO

As energias alternativas e renováveis (EAR) mostram-se opções viáveis para o crescimento sustentável e desenvolvimento econômico sem crises energéticas. Desde 2002, o governo brasileiro vem promovendo a diversificação da matriz elétrica e expansão das fontes eólica e fotovoltaica. Nesse contexto de maior importância das EAR, é necessário valorar projetos dessa natureza considerando suas incertezas e flexibilidades operacionais. Assim, o valor presente líquido mostra-se inadequado e pode causar subvalorização dos projetos em análise. Dessa forma, esta pesquisa propõe valorar projetos de geração de energia sob o espectro da teoria de opções de reais capturando o valor existente nas flexibilidades operacionais (opção de troca e de espera) através de simulação de Monte Carlo e abordagem binomial. Por meio de projetos hipotéticos foi possível verificar o incremento de valor advindo da opção de troca quando os preços da energia elétrica seguem um movimento de reversão à média (MRM) e/ou um movimento de reversão à média com saltos (MRM-Saltos). Para o MRM-Saltos foi utilizado uma abordagem inovadora, pois considera que os saltos têm distribuição uniforme. Já para a opção de espera, utilizou-se um movimento geométrico browniano (MGB) para caracterizar a variação do valor do projeto. Dessa forma, evidenciou-se que a adoção de uma abordagem que considera as opções de troca e/ou de espera na avaliação traz incremento ao valor final do projeto.

Palavras-chave: Avaliação de Projetos. Teoria de Opções Reais. Energia Alternativa e Renovável.

ABSTRACT

Renewable energies (RE) are viable options to maintain sustainable growth and economic development without energy crisis. Since 2002 the Brazilian government promotes electric grid diversification and expansion of wind and photovoltaic power. In the context of RE relevance, it is necessary to value projects of this nature considering their uncertainties and operational flexibilities. Thus, net present value is inappropriate and may cause undervaluation. Therefore, this research proposes to value generation projects under real option theory framework, capturing the existing value in operational flexibilities (switch and wait option) through Monte Carlo simulation and binomial approach. With hypothetical projects, it was possible to verify the increased value coming from the switch option when electricity prices follow a mean reversion model (MRM) and/or mean reversion model with jumps (MRM-Jumps). For MRM-Jumps an innovative approach was used, considering that jumps have a uniform distribution. For the wait option, a Geometric Brownian Motion (GBM) described the variability of project value. Thus, it has evidenced that an approach that considers the switch and/or waiting options in valuation adds value to the projects.

Keywords: Valuation. Real Options Theory. Renewable Energy.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Classificação dos tipos de opções reais.	40
Figura 2 – Árvore binomial recombinante de três períodos.	63
Figura 3 – Participação de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira	67
Figura 4 – Matriz Elétrica Brasileira	67
Figura 5 – Componentes de um aerogerador.	69
Figura 6 – Capacidade eólica instalada global (GW).	70
Figura 7 – Capacidade eólica instalada brasileira (MW).	71
Figura 8 – Capacidade fotovoltaica instalada global (GW).	73
Figura 9 – Instituições do setor elétrico.	78
Figura 10 – Comercialização de energia.	79
Figura 11 – Preço semanal do submercado nordeste.	81
Figura 12 – Maneiras de calcular o valor presente.	83
Figura 13 – Preço de venda da energia elétrica em dólar (US\$).	91
Figura 14 – Mapa de irradiação solar e vento.	97
Figura 15 – Irradiação direta horária de um TMY.	98
Figura 16 – Histograma dos ventos.	99
Figura 17 – Preço spot da energia elétrica.	100
Figura 18 – Resíduos da regressão linear.	103
Figura 19 – Trajetória dos preços semanal – MRM.	103
Figura 20 – Trajetória dos preços semanal – MRM-Saltos.	105
Figura 21 – Histograma e distribuição de probabilidade.	106
Figura 22 – Diagrama de caixa de um ano de irradiação solar.	108
Figura 23 – Projeção da irradiação solar em base semanal.	109
Figura 24 – Distribuição de frequência de algumas semanas.	110
Figura 25 – Distribuição anual de frequência da produção PV.	112
Figura 26 – Curva de potência – Vesta V112.	115
Figura 27 – Site PVWatts Calculator.	116
Figura 28 – Estratégia 1: Distribuição probabilística do NPV do projeto “Wind”.	117
Figura 29 – Estratégia 1: Distribuição probabilística do NPV do projeto “Wind + PV”.	118
Figura 30 – Estratégia 2 (MRM-OU): Distribuição probabilística do NPV do projeto “Wind”.	120
Figura 31 – Estratégia 2 (MRM-OU): Distribuição probabilística do NPV do projeto “Wind + PV”.	121
Figura 32 – Estratégia 2 (MRM-Saltos): Distribuição probabilística do NPV do projeto “Wind”.	122
Figura 33 – Estratégia 2 (MRM-Saltos): Distribuição probabilística do NPV do projeto “Wind + PV”.	123
Figura 34 – Árvore binomial da opção de espera – “Wind”.	124
Figura 35 – Árvore binomial da opção de espera – “PV”.	125
Figura 36 – Árvore binomial da opção de espera – “Wind + PV”.	125

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Simulação de um MGB.	50
Gráfico 2 – Simulação de um MMR (O-U).	53
Gráfico 3 – Simulação de um MMR-T.	56
Gráfico 4 – Simulação de um MMR-Saltos.	59
Gráfico 5 – MGB real versus MGB neutro ao risco.	84

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Sensibilidade das opções segundo B-S-M.	36
Quadro 2 – Analogia entre OF e OR de espera de um projeto qualquer.	37
Quadro 3 – Principais premissas para o fluxo de caixa.	92
Quadro 4 – Esquema da função fluxo de caixa anual.	93
Quadro 5 – Resultados da regressão linear do PLD deflacionado.	101
Quadro 6 – Parâmetros do MRM-Saltos.	105
Quadro 7 – Parâmetros da distribuição de frequência dos ventos.	107
Quadro 8 – Parâmetros da distribuição de frequência da produção PV.	112
Quadro 9 – Volatilidade anual dos projetos da estratégia 3.	113
Quadro 10 – NPV probabilístico dos projetos da estratégia 1.	116
Quadro 11 – NPV probabilístico dos projetos da estratégia 2 (MRM-OU) e valor incremental (OR).	119
Quadro 12 – NPV probabilístico dos projetos da estratégia 2 (MRM-Saltos) e valor incremental (OR).	121
Quadro 13 - Parâmetros de cálculo da estratégia 3.	124
Quadro 14 – NPV expandido da estratégia 3 (milhões – US\$).	126
Quadro 15 – NPV probabilístico dos projetos da estratégia 3 e valor incremental (OR).	126

LISTA DE SÍMBOLOS E ABREVIATURAS

ABEEólica - Associação Brasileira de Energia Eólica
ACL - Ambiente de Contratação Livre
ACR - Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica
ARMA - Modelo Auto-regressivo de Média Móvel
BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
B-S-M - Black, Scholes & Merton
CAPM - *Capital Asset Pricing Model*
CCEAR - Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CGE - Central de Geração de Eletricidade
CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE - Conselho Nacional de Políticas Energéticas
DIR - Irradiação Solar
EAR - Energia Alternativa e Renovável
EMH - Hipótese do Mercado Eficiente
EPE - Empresa de Pesquisa Energética
EUA - Estados Unidos da América
FHC - Fernando Henrique Cardoso
GW - Gigawatt
GWEC - *Global Wind Energy Council*
IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IPCA - Índice de Preços ao Consumidor Amplo
KW - Kilowatt
LEN - Leilão de Energia Nova
LER - Leilão de Energia de Reserva
LFA - Leilão de Fontes Alternativas
MAE - Mercado Atacadista de Energia
MDF - *Medium Density Fiberboard* (tipo de madeira)
MGB - Movimento Geométrico Browniano
MME - Ministério de Minas e Energia
MRM O-U - Movimento de Reversão à Média *Ornstein-Uhlenbeck*
MRM-Saltos - Movimento de Reversão à Média com Saltos
MRM-T - Movimento de Reversão à Média com Tendência
MW - Megawatt
MWh - Megawatt/hora
ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico
NPV - Valor Presente Líquido

NREL - *National Renewable Energy Laboratory*
OCDE - Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico
OF - Opção Financeira
OR - Opção Real
P&D - Pesquisa e Desenvolvimento
PCH - Pequenas Centrais Hidrelétricas
PLD - Preço de Liquidação das Diferenças
PND - Programa Nacional de Desestatização
PRODEEM - Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios
PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
ROT - Teoria de Opções Reais
RRO - Opções Reais Regulatórias
SIN - Sistema Interligado Nacional
SNE - Submercado do Nordeste
SPE - *Solar Power Europe*
SWERA - *Solar and Wind Energy Resource Assessment*
TMY - Ano Meteorológico Típico
UWO - *University of Western Ontario*
UFSC - Universidade Federal de Santa Catarina

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	25
1.1	DELIMITAÇÃO DE TEMA E PERGUNTA DE PESQUISA	27
1.2	OBJETIVOS	27
1.2.1	Geral	27
1.2.2	Específicos	27
1.3	JUSTIFICATIVA	28
1.4	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	29
2	REVISÃO DE LITERATURA	31
2.1	VALOR PRESENTE LÍQUIDO (NPV) E CRÍTICAS	31
2.2	TEORIA DE OPÇÕES REAIS – (ROT)	34
2.2.1	Opções Financeiras	34
2.2.2	Opções Reais.....	38
2.2.3	Tipos de Opções Reais	40
2.2.3.1	Opção de Espera	42
2.2.3.2	Opção de Troca (Switch)	44
2.2.3.3	Interação entre Opções Reais	46
2.3	PROCESSOS ESTOCÁSTICOS.....	47
2.3.1	Processo Markoviano	48
2.3.2	Processo de Wiener	48
2.3.3	Movimento Geométrico Browniano (MGB)	49
2.3.4	Movimento de Reversão à Média (MRM).....	51
2.3.5	Movimento de Reversão à Média com Tendência (MRM-T).....	54
2.3.6	Movimento de Reversão à Média com Saltos (MRM-Saltos).....	56
2.4	VALORAÇÃO DE OPÇÕES REAIS	60
2.4.1	Abordagem via Equação Diferencial.....	62
2.4.2	Abordagem Binomial (lattice).....	63
2.4.3	Simulação de Monte Carlo.....	64
2.5	ENERGIA E MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA.....	65
2.5.1	Energia Eólica	69
2.5.2	Energia Fotovoltaica.....	72
2.5.3	Energia Híbrida	74
2.6	AMBIENTE INSTITUCIONAL DE TOMADA DE DECISÃO	76
2.6.1	Setor Elétrico Brasileiro	76
2.6.2	Ambiente de Contratação.....	78
2.6.3	Preço da Energia Elétrica	79
3	SIMULAÇÃO E CASO BASE.....	83
3.1	DISCRETIZAÇÃO DOS PROCESSOS ESTOCÁSTICOS	85
3.2	SIMULAÇÃO DAS INCERTEZAS TÉCNICAS	89
3.3	CASOS – PROJETOS HIPOTÉTICOS.....	90
3.3.1	Estratégia 1 – Projetos sem Flexibilidade Operacional (sem OR)	93
3.3.2	Estratégia 2 – Projetos com Opção Real de Troca.	94
3.3.3	Estratégia 3 – Projetos com Opção Real de Espera.	95

4	PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS E ANÁLISE ESTATÍSTICA	97
4.1	ANÁLISE E ESTIMAÇÃO DE PARÂMETROS.....	100
5	ANÁLISE DE RESULTADOS	115
5.1	ANÁLISE DESCRITIVA	115
5.2	ESTRATÉGIA 1 – PROJETOS SEM FLEXIBILIDADE OPERACIONAL (SEM OR).....	116
5.3	ESTRATÉGIA 2 – PROJETOS COM OPÇÃO REAL DE TROCA..	118
5.3.1	Estratégia 2 – MRM-OU	119
5.3.2	Estratégia 2 – MRM-Saltos	121
5.4	ESTRATÉGIA 3 – PROJETOS COM OPÇÃO REAL DE ESPERA.	123
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	127
	REFERÊNCIAS	131

1 INTRODUÇÃO

As fontes energéticas mundiais são importantíssimas para a sobrevivência humana. Suas formas, fontes e usos fazem com que a sociedade tenha cada dia mais e mais necessidade de energia para a manutenção e expansão do seu padrão de vida/consumo.

Desde a Revolução Industrial, o uso de energia tornou-se mais intenso e crescente, fazendo com que o crescimento e desenvolvimento econômico das nações estejam atrelados à disponibilidade de energia.

A energia elétrica configura-se como um dos principais insumos produtivos da economia capitalista e sua falta representaria uma verdadeira catástrofe econômica.

Dessa forma, os países desenvolveram, ao longo dos anos, suas matrizes elétricas a partir de suas aptidões locais e das fontes energéticas que apresentavam o melhor benefício socioeconômico para suas nações.

Assim, o Brasil desenvolveu uma matriz elétrica hidro-térmica, cujo uso de hidrelétricas e termoeletricas movidas a combustíveis fósseis representa, aproximadamente, 85% de toda a energia gerada (ABEEÓLICA, 2016; ANEEL, 2016).

A elevada concentração da matriz elétrica em poucas fontes de energia fez com que o país passasse ao longo dos anos por algumas dificuldades energéticas, sendo a mais recente em 2015.

O aumento da capacidade da matriz elétrica aliado a uma maior diversidade de fontes mostra-se latente, tanto que o Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 prevê um aumento da participação das fontes alternativas e renováveis (EAR) de 16,1% para 27,4% da matriz elétrica brasileira até 2024. O volume de investimentos estimados para essa expansão é de R\$ 100 bilhões ao longo dos próximos 10 anos (MME e EPE, 2015).

Desde o ano de 2002, o governo brasileiro incentiva e promove o desenvolvimento de fontes alternativas e renováveis, tanto em leilões específicos por fonte, quanto em concorrência direta com as fontes convencionais (LEITE, CASTRO e TIMPONI, 2013; NUNES e KOPELKE, 2016). Portanto, o uso sofisticado de uma modelagem econômico-financeira mostra-se importantíssimo para a definição do valor de competição nos leilões de energia, aliado à justa remuneração do capital dos investidores.

Apesar de todo ferramental já desenvolvido pelas áreas da Administração, Contabilidade, Economia, Engenharia, Estatística, Física, Matemática, entre outros, ainda assim, há lacunas a serem preenchidas quando nos deparamos com a literatura e a prática avaliativa de projetos

de energia no Brasil e no mundo (DALBEM, GOMES e BRANDÃO, 2014a; MONJAS e BALIBREA, 2015).

O uso do método do valor presente líquido (NPV¹), aliado a métodos auxiliares, é a principal ferramenta utilizada pelos financistas na avaliação de projetos. Esse uso ocorre devido a robustez e intuição que o método proporciona aos analistas e decisores financeiros no momento do investimento (ou não) em algum empreendimento. Apesar da difusão do método, as condições de incertezas inerentes ao projeto não são captadas pelo NPV, já que este tem natureza estática e determinística (LEE, 2011; JEON, LEE e SHIN, 2015).

A utilização de uma abordagem que capture as incertezas existentes em projetos de energia mostra-se mais adequada a realidade econômica. Assim, o uso da teoria de opções reais (ROT²) permite avaliar projetos de energia capturando as incertezas e o valor das suas flexibilidades. Logo, o uso da ROT visa modelar as incertezas e flexibilidades dos projetos e trazê-las para o ambiente de avaliação, na busca da superação das deficiências do NPV (LEE, 2011; KRONIGER e MADLENER, 2014).

De modo geral, tem-se argumentado que a ROT é revolucionária e recente. Revolucionária, pois visa integrar a gestão estratégica com as finanças corporativas, já a sua contemporaneidade acontece devido ao seu *boom* nas duas últimas décadas com a difusão de livros-textos (DIXIT e PINDYCK, 1994; TRIGEORGIS, 1996; AMRAM e KULATILAKA, 1998; COPELAND e ANTIKAROV, 2001). Essa nova abordagem mostra-se útil não somente para a avaliação de projetos em EARS, mas também para os demais projetos de infraestrutura que o Brasil precisa realizar para alcançar o crescimento e desenvolvimento econômico almejado.

Fernandes, Cunha e Ferreira (2011) apresentam um estudo sobre os trabalhos passados em teoria de opções reais aplicada na valoração de projetos de geração e pesquisa em energia ao longo dos últimos anos. Segundo os autores, a literatura disponível é limitada, em especial na área de energia renovável.

Esta pesquisa busca aliar uma abordagem revolucionária (teoria de opções reais) na prática avaliativa de projetos de energia alternativa e renovável com o intuito de incorporar as incertezas e flexibilidades inerentes a cada projeto, juntamente com a inovação/alteração de um processo estocástico.

¹ *Net Present Value* – em inglês.

² *Real Option Theory* – em inglês.

1.1 DELIMITAÇÃO DE TEMA E PERGUNTA DE PESQUISA

O mercado brasileiro de energia, mais especificamente o submercado do Nordeste (SNE), é o foco de atuação desses projetos, já que os dados usados para os projetos hipotéticos foram da cidade de Bom Jesus da Lapa no interior da Bahia. A escolha do submercado nordestino foi graças ao elevado número de projetos vencedores em leilões de energia para essa região entre os anos 2013-2016 e que contaram com a fonte eólica e/ou fotovoltaica. É importante destacar que o estado da Bahia foi o que teve mais projetos vencedores (CCEE, 2016). Mais adiante, na seção 3.3, é retomada essa escolha.

Os projetos são valorados e comparados entre si a partir do valor presente líquido e do ganho incremental advindo da valoração das opções reais de cada um, no caso opções de espera e de troca (*switch output*³).

A comparação entre eles é feita sempre em termos relativos ao NPV ou ao valor investido para que se tenha a dimensão exata do ganho incremental das opções ao projeto, já que valores absolutos podem disfarçar os ganhos e/ou perdas. Já as opções reais escolhidas nessa pesquisa foram referentes às características do mercado brasileiro e ao pequeno número de trabalhos que valora a opção de *switch output* em mercados de energia.

Assim, a presente tese tem como foco valorar projetos de energia alternativa renovável sob a ótica de opções reais no submercado nordestino de energia. Essa tese procurou responder a seguinte pergunta: **Qual o valor incremental das opções reais de espera (*wait*) e de troca (*switch output*) em projetos de energia alternativa renovável?**

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Geral

Valorar as opções reais de *switch output* e *wait* considerando as características de projetos eólicos, fotovoltaicos e híbridos no submercado nordestino de energia sob a ótica da teoria de opções reais.

1.2.2 Específicos

a) Modelar projetos de geração de energia eólica, fotovoltaica e projetos híbridos dessas fontes;

³ Troca de produto.

b) Identificar as opções reais de troca e espera existentes nos projetos modelados;

c) Aplicar a teoria de opções reais nos projetos e no submercado nordestino de energia;

1.3 JUSTIFICATIVA

O desenvolvimento de estudos em energias renováveis tem efeitos positivos globais, já que ajudam a reduzir a emissão de gases do efeito estufa e buscam a redução dos custos de investimento (curva de aprendizagem⁴) (ABADIE e CHAMORRO, 2014).

Ao solucionar o problema de pesquisa, este estudo pretende contribuir de forma significativa para o ambiente de valoração de projetos em energia alternativa e renovável no Brasil.

Apesar de algumas simplificações numéricas e matemáticas, a relevância dessa tese pode ser vista como prática e acadêmica. Na ótica prática, este estudo alinha-se à crescente participação das fontes alternativas renováveis, na geração brasileira de energia elétrica, juntamente com o uso de uma abordagem mais adequada e inovadora em relação às técnicas tradicionais de análise de projetos.

A participação dessas fontes na matriz elétrica nacional crescerá, aproximadamente, 5,45% ao ano até 2024. Assim, a participação total dessas fontes alternativas de energia crescerá quase 70% em relação à matriz elétrica brasileira atual, aumentando a sua capacidade e diversidade (MME e EPE, 2015). Vale ressaltar que projetos nessa área movimentam bilhões de reais, geram empregos diretos e indiretos e são estratégicos para o desenvolvimento e crescimento econômico do Brasil.

Do ponto de vista acadêmico, o uso da teoria de opções reais na avaliação de projetos de energia busca não somente o uso de uma técnica mais avançada que leve em consideração as incertezas e flexibilidades do projeto, como também contribui para o preenchimento da lacuna acadêmica do uso de um processo estocástico mais condizente com a realidade dos preços da energia elétrica brasileira.

Essa lacuna é verificada não somente a partir da leitura de outros trabalhos que apontam essa falha, mas também a partir da procura de

⁴ O desenvolvimento de novas tecnologias faz com que haja um acúmulo de experiência e se transforme, com o passar do tempo, em ganhos de escala e aprendizagem. Dessa forma, deve ocorrer uma queda dos preços (custos) e um aumento da tecnologia no produto com o passar do tempo.

material bibliográfico nas bases da EBSCO, SCOPUS e UWO⁵ a respeito do tema de pesquisa. Usando palavras-chave – operadores booleanos e técnicas de pesquisas bibliométricas – chegou-se ao número de 46 artigos científicos representativos para a pesquisa dentre os anos de 2010-2016. Verificou-se que estes não preenchem a lacuna bibliográfica existente quanto ao uso dos processos estocásticos de reversão à média (MRM e MRM-Saltos) para o preço da energia em projetos eólicos, fotovoltaicos e híbridos dessas fontes no mercado brasileiro. Alguns trabalhos utilizam o MGB como processo estocástico para representar o preço da energia, porém, os preços de energia elétrica não apresentam as características necessárias para o uso de um MGB.

Outro ponto importante é a inovação do MRM-Saltos utilizado nesta pesquisa. Utilizou-se uma distribuição uniforme para representar a frequência dos saltos ao longo da série de preços da energia. Essa abordagem, além de ser única (não foi detectado nenhum trabalho com esse parâmetro), é mais coerente com os dados empíricos do mercado nordestino de energia.

Buscando preencher essa lacuna acadêmica da valoração de opções reais de troca e espera, aliadas ao uso de projetos de fontes renováveis e alternativas, mais a importância econômica e energética destes, é que se pautou a presente tese.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

A presente pesquisa encontra-se subdivida em seções. A seção 2 intitulada Revisão de Literatura traz conceitos e conteúdos relacionados ao presente trabalho desenvolvido por autores nos últimos anos e está subdivida em 2 blocos. No bloco 1 desta seção, temos a explicação da teoria de opções reais, passando pelos processos estocásticos mais importantes e os modelos de apreçamento de opções mais utilizados. O bloco 2 foca no objeto e campo de pesquisa, ou seja, aborda o tema das energias alternativas renováveis e o ambiente de tomada de decisão.

Na seção 3, temos o desenho dos casos e estratégias, juntamente com conceitos fundamentais para o processo de valoração dos projetos.

Os procedimentos metodológicos e os cálculos matemático e estatístico do projeto são desenvolvidos na seção 4. Nesta seção, tem-se as bases para as simulações e a obtenção dos resultados da pesquisa.

⁵ A base de dados da *University of Western Ontario* (UWO) integra mais de 753 bases de todas as áreas de conhecimento e de diversas partes do mundo, incluindo o Brasil.

Na seção 5, são apresentados os resultados da pesquisa a partir dos projetos e das estratégias descritas na seção 3.

As considerações finais da pesquisa são apresentadas na seção 6, bem como algumas limitações que o trabalho apresentou e que podem fazer parte de futuros trabalhos no campo da teoria de opções reais.

Por último, encontram-se as seções 7, 8 e 9 que correspondem, respectivamente, a Referências Bibliográficas e Apêndice Atrabalho.

2 REVISÃO DE LITERATURA

Pode-se dividir a presente revisão de literatura em dois grandes blocos. O primeiro bloco tratará da teoria de opções reais, os processos estocásticos e os métodos de apreçamento de opções. Já o segundo bloco focará no objeto e campo de pesquisa e trará os tipos de energia e o ambiente de tomada de decisão.

2.1 VALOR PRESENTE LÍQUIDO (NPV) E CRÍTICAS

Os agentes econômicos costumam aplicar seus recursos em ativos que trazem um retorno futuro, condizente com os riscos associados a cada transação. Por isso, avaliar o possível retorno e o risco envolvido nas operações mostra-se uma tarefa árdua e necessária antes de tomar qualquer decisão de investimento.

Investir sempre envolve uma tomada de decisão no presente sobre o futuro, porém sabe-se que o futuro é incerto e há variáveis de difícil previsão. Pode-se dizer que investir é um salto no escuro, em que o tempo julgará se a decisão tomada anteriormente foi ou não acertada.

A respeito da avaliação de investimentos, diferentes métodos foram desenvolvidos e aperfeiçoados ao longo dos anos, sendo os métodos que levam em conta o valor do dinheiro no tempo os mais usados pelos financistas. Assim, o método consagrado entre os agentes econômicos é o Valor Presente Líquido (DIAS, 2014a).

O processo de avaliação de projetos de investimentos com base no NPV divide-se em três etapas: (a) realizar a projeção do fluxo de caixa futuro do projeto, (b) calcular o custo de capital (ou custo de oportunidade) envolvido na operação e (c) aplicar o método do valor presente líquido (DIAS, 2014a).

Para o cálculo do NPV é necessário trazer a valor presente todos os fluxos de caixa futuros descontados pelo custo de capital do projeto. Em seguida, subtrai-se o valor do investimento inicial da soma do fluxo de caixa descontado.

$$NPV = \sum_{t=1}^{t=n} \frac{FC_t}{(1+\mu)^t} - I \quad (1)$$

Sendo:

NPV= valor presente líquido;

t = período de projeção;

μ = taxa de desconto;

FC = fluxo de caixa esperado para o período t até n ;

O critério de aceitação ou rejeição de um projeto com base no NPV é muito simples, projetos que apresentam um valor presente líquido maior ou igual a zero apresentam atratividade econômica e devem ser alvos de investimentos. Já os projetos que apresentam valor presente líquido menor do que zero são aqueles que não têm atratividade econômica e devem ser rejeitados pelo investidor.

A taxa de desconto μ presente no NPV pode ser expressa a partir da fórmula do CAPM (*Capital Asset Pricing Model*), desenvolvida por William Sharpe⁶ e expressa na seguinte equação:

$$\mu = r + \beta(R_m - r) \quad (2)$$

Sendo:

μ = retorno esperado do ativo de risco;

r = retorno do ativo livre de risco;

β = correlação do ativo com o mercado;

R_m = retorno esperado do mercado acionário.

A Equação 2 pode ser reinterpretada da seguinte forma:

$$\mu = r + \pi \quad (3)$$

Sendo que π corresponde ao prêmio de risco, ou seja, toda a parte $\beta(R_m - r)$ pode ser considerado como o valor esperado acima da taxa livre de risco ou prêmio de risco.

Dixit e Pindyck (1994) salientam que a maioria das decisões de investimento compartilham de três características importantes. Primeiro, o investimento é parcialmente ou completamente irreversível. Segundo, há incerteza quanto aos retornos futuros do investimento. Terceiro, você tem algum poder sobre o *timing* do investimento. Essas três características interagem para determinar a decisão ótima por parte dos investidores.

O valor presente líquido tem natureza estática e determinística. Dessa forma, esse método considera que a decisão de investimento deva

⁶ Sharpe (1964) publica *Capital Asset Prices: A Theory of Market Equilibrium under Conditions of Risk* no *The Journal of Finance*. Esse trabalho apresenta ao mundo financeiro a fórmula do CAPM. Sharpe ganhou o Nobel de Economia em 1990 por conta desse trabalho.

ser do tipo “agora ou nunca” sem considerar as possíveis flexibilidades do projeto (LEE e SHIH, 2010; BOOMSMA, MEADE e FLETEN, 2012).

Em alguns casos, o NPV mostra-se como uma ótima ferramenta de avaliação de projetos, porém o método deve ser usado quando não existirem ou não forem significativas as flexibilidades desse, caso contrário, o método do NPV precisa ser remodelado ou substituído por outro no intuito de capturar o valor das flexibilidades existentes (DIXIT e PINDYCK, 1994; TRIGEORGIS, 1996; MINARDI, 2000; LEE e SHIH, 2010; BOOMSMA, MEADE e FLETEN, 2012).

As flexibilidades de um projeto podem ser entendidas como as possibilidades de rever a estratégia inicial e alterar o plano de investimento de acordo com as novas condições econômicas. Dessa forma, no decorrer do projeto, o decisor pode considerar a possibilidade de adiar, expandir e/ou abandonar o investimento, por exemplo.

A falta de interação e valoração das flexibilidades dos projetos pelo uso do NPV para alguns projetos fizeram com que acadêmicos, estrategistas e demais agentes econômicos buscassem uma saída no intuito de suprir essas limitações. Portanto, a teoria de opções reais surge como uma possível solução dessas limitações.

O uso da Teoria de Opções Reais (ROT) mostra-se mais adequada quando a decisão de investimento envolve incerteza e flexibilidade. A ROT traz uma avaliação dinâmica e permite o exercício das flexibilidades do projeto de acordo com os eventos futuros (LEE e SHIH, 2010).

Para Dias (2014a), a ROT incentiva a realização de investimentos por etapas, valorizando assim a aprendizagem entre as mesmas, ou seja, as informações recebidas em uma etapa anterior servem para a tomada de decisão sobre o projeto na fase imediatamente posterior (exercer a opção adequada).

Dentre as áreas de atuação da ROT, pode-se mencionar projetos de: a) produtos industriais e de consumo; b) serviços financeiros; c) informática e telecomunicação; d) biotecnologia; e) energia; f) empreendimentos imobiliários; g) transporte etc.

2.2 TEORIA DE OPÇÕES REAIS – (ROT7)

No mundo empresarial, a incerteza é a regra e não a exceção. Todo e qualquer projeto de investimento é repleto de incertezas técnicas e econômicas e fazem com que métodos mais modernos levem em conta tais características no momento de avaliação e valoração de ativos (DIAS, 2014a).

A introdução de incertezas na análise de projetos faz com que a avaliação seja mais próxima da realidade econômica e torne possível a implementação de estratégias diferenciadas ao longo do projeto, tais como: a expansão em momentos otimistas, o abandono ou adiamento do projeto em momentos de dificuldades, a troca de insumos em decorrência da elevação do preço dos mesmos, aceleração do tempo de construção do empreendimento para o aproveitamento de janelas de oportunidades etc. Essas estratégias/flexibilidades acrescentam valor ao projeto e fazem com que o NPV tradicional tenha que ser expandido (TRIGEORGIS, 1993; 1996; MONJAS e BALIBREA, 2013).

$$\text{NPV}_{\text{expandido}} = \text{NPV}_{\text{sem flexibilidade}} + \text{Opções}_{(\text{flexibilidade})} \quad (4)$$

Assim, surge a Teoria das Opções Reais que adiciona o valor da flexibilidade ao NPV tradicional (sem flexibilidade).

Dias (2014a) considera a teoria de opções reais uma abordagem moderna de análise de investimentos em ativos reais sob condição de incerteza, uma vez que enfatiza o valor da flexibilidade do tomador de decisão em poder alterar os rumos de um projeto e/ou a operação desse ativo real em análise durante a sua execução.

A ROT surge a partir da ideia e dos conceitos das opções financeiras. Dessa forma, é importante deixar claro algumas ideias de opções financeiras para que se tenha a compreensão da teoria de opções reais.

2.2.1 Opções Financeiras

Uma opção como o próprio nome diz é um direito e não uma obrigação, ou seja, o dono de uma opção (titular) tem o direito de fazer

⁷ Teoria de Opções Reais (*Real Option Theory - ROT*) é apenas uma das formas encontradas na literatura disponível, sendo que Abordagem de Opções Reais (*Real Options Approach – ROA*), Análise de Opções Reais (*Real Options Analysis – ROA*) e Avaliação/Valoração de Opções Reais (*Real Options Valuation – ROV*) também são utilizadas.

algo, sem a obrigatoriedade de exercício de tal direito. No caso de opções financeiras, o titular tem o direito de comprar ou vender um ativo financeiro por um preço de exercício definido até a data de expiração da mesma (DIAS, 2014a; HULL, 2015).

O titular de uma opção paga ao lançador (vendedor) um prêmio para ter o direito sobre a opção e ao mesmo tempo obriga o lançador a cumprir o acordo caso esse direito seja exercido. Caso o titular não exerça seu direito até a data de expiração da opção, o lançador fica livre do acordo e “lucra” o valor pago pelo titular. Assim, as opções são basicamente de dois tipos: (a) opção de compra (*call*) e; (b) opção de venda (*put*).

Uma *call* dá, ao titular, o direito de comprar um ativo financeiro em uma data específica (data de vencimento) por um certo preço. Já uma *put* proporciona ao seu titular o direito de vender um ativo financeiro em certa data (data de exercício) por um determinado preço.

A *call* e *put* podem ter algumas variações de estilo, sendo os estilos europeu e americano os principais. No estilo americano, as opções podem ser exercidas até a data de vencimento. Já para o modelo europeu as opções devem ser exercidas na data de vencimento. Em suma, as opções americanas podem ser exercidas ao longo de todo o prazo, enquanto as europeias têm apenas a data de vencimento como possível momento de exercício (HAUGEN, 2001; HULL, 2015).

Esses nomes dados para os estilos de opções (europeia ou americana) e os tipos (*call* e *put*) são comumente referenciados nos trabalhos que usam teoria de opções reais para valorar projetos de investimento. Dessa forma, essa breve explicação é importante para que expressões como “pode-se valorar por meio de uma *call* americana” ou “o valor é encontrado quando se tem o exercício de uma *put* europeia” não sejam estranhas ao leitor.

A ideia de opções financeiras é muito antiga, mas o método de apreçamento consagrado é relativamente novo.

Black e Scholes (1973) apresentaram à comunidade científica um modelo básico de apreçamento de opções financeiras em tempo contínuo. Os autores conseguiram, com seu modelo, apreçar opções europeias sem levar em consideração o efeito da distribuição de dividendos ao longo da vida útil da opção. Pouco tempo depois, Merton (1973) apresenta uma complementação do modelo de Black & Scholes com a inserção do efeito dos dividendos sobre a precificação das opções.

Assim, a fórmula de apreçamento de opções financeiras depende de apenas seis parâmetros:

V = preço do ativo básico (preço de uma ação);
 K = preço de exercício da opção;
 σ = volatilidade do ativo básico (em anos);
 τ = tempo que falta para expiração da opção (em anos);
 r = taxa de juros livre de risco;
 δ = taxa de distribuição de dividendos do ativo básico.

Abaixo, apresenta-se a fórmula Black-Scholes-Merton (B-S-M) para o cálculo do valor de uma opção de compra $c(t)$:

$$c(t) = V(t) e^{-r\tau} N(h) - Ke^{-r\tau} N(h - \sigma\sqrt{\tau}) \quad (5)$$

$$h = \left[\ln\left(\frac{V(t)}{K}\right) + \left(r - \delta + \frac{\sigma^2}{2}\right) \tau \right] \frac{1}{\sigma\sqrt{\tau}} \quad (6)$$

$N(.)$ é uma distribuição normal acumulada⁸. Uma das premissas dessa fórmula é que o retorno do ativo básico segue uma distribuição *lognormal*, pois, assim, o preço do ativo básico não terá nenhum valor negativo. Mais precisamente, a B-S-M parte do pressuposto que os valores encontrados para o ativo básico seguem um Movimento Geométrico Browniano (MGB), que será visto adiante em processos estocásticos.

O Quadro 1 apresenta a sensibilidade das opções em relação aos parâmetros existentes na fórmula de B-S-M.

Fator	Efeito na <i>Call</i>	Efeito na <i>Put</i>
Aumento de V (valor da ação)	Aumenta	Diminui
Aumento de K (preço de exercício)	Diminui	Aumenta
Aumento da Volatilidade (σ)	Aumenta	Aumenta
Aumento do Tempo de Expiração (T)	Aumenta (*)	Aumenta (**)
Aumento da Taxa de Juros (r)	Aumenta	Diminui
Aumento da Taxa de Dividendos (δ)	Diminui	Aumenta

(*) No caso sem dividendos.

(**) No caso de $r = 0$.

Quadro 1 – Sensibilidade das opções segundo B-S-M.

Fonte: Dias (2014a).

⁸ Distribuição normal padrão tem média zero (0) e variância igual a um (1). $N(0,1)$.

A partir do pioneirismo das opções financeiras, frente às opções reais, algumas analogias foram feitas pelos autores que tratam dessa temática, conforme pode-se ver no Quadro 2.

Valor da Opção Americana de Compra (F)	Valor da OR de Investir no Projeto
Preço de Mercado da Ação (V)	Valor do Projeto Implantado (desenvolvido)
Preço de Exercício da Opção (K)	Investimento no Projeto
Tempo de Expiração da Opção ($\tau = T - t$)	Tempo Máximo de Espera (ou tempo legal)
Volatilidade da Ação (σ)	Volatilidade do Valor do Projeto Implantado
Taxa de Distribuição de Dividendos (δ)	Fluxo de Caixa do Projeto como Proporção do Valor do Projeto Implantado
Taxa de Juros Livre de Risco (r)	Taxa de Juros Livre de Risco

Quadro 2 – Analogia entre OF e OR de espera de um projeto qualquer.

Fonte: Dias (2014a).

Apesar das opções reais terem analogias com as opções financeiras, ainda assim, é importante salientar que existem diferenças significativas entre elas. Dias (2014a) levanta algumas dessas diferenças, que são:

- ✓ As opções financeiras são de curto prazo, enquanto as opções reais têm duração de vários anos e até mesmo podem ser perpétuas;
- ✓ As ações não podem ter valores negativos (responsabilidade limitada), já as ORs sim, se analisadas sob o espectro de uma opção de abandono;
- ✓ Opções reais são mais complexas que opções financeiras, pois podem ter incertezas técnicas, incertezas de mercado, interações estratégicas com outras firmas e outras opções reais;
- ✓ A regra do exercício ótimo (gatilho) é mais importante em OR, pois algumas já nascem *deep-in-the-money*⁹;
- ✓ Em OR é muito mais comum a existência de dividendos (fluxo de caixa) do que em opções financeiras;

⁹ São opções que “nascem” com valor. Esse fato não ocorre no mercado de opções financeiras, pois os agentes de mercado ao se depararem com uma opção desse tipo exercem automaticamente, já que estas “nascem” com lucro e são passíveis de arbitragem.

- ✓ Na OR existe o tempo de construção, o que em opções financeiras é quase inexistente, já que essa deriva de um ativo básico.

Percebe-se que as opções financeiras e opções reais têm algumas muitas semelhanças, entretanto há diferenças significativas que fazem com que as OR sejam mais complexas de valorar.

2.2.2 Opções Reais

As opções reais (*real options*) surgem em analogia às opções financeiras, ou seja, um direito sem a obrigação de exercício da opção, porém as opções reais trabalham com o direito sobre um ativo real e as opções financeiras têm os ativos financeiros como base.

O termo *real options*, uma referência clara ao modelo de opções financeiras, foi cunhado por Myers (1977). Entretanto, o pioneirismo na utilização da ROT foi de Tourinho (1979), que avaliou a opção de explorar uma jazida de recursos naturais. McDonald e Siegel (1986) avaliaram a opção de diferir um determinado investimento escolhendo o momento ótimo para executar o projeto. Já Paddock, Siegel e Smith (1988) foram os primeiros a valorar uma jazida de petróleo não explorada no Golfo do México (DIAS, 2014a).

A década de 1990 foi o período em que houve um crescimento rápido das Opções Reais. Autores como Pindyck (1993) e Trigeorgis (1993) publicaram importantes artigos que foram referências no meio acadêmico e industrial.

O primeiro livro-texto publicado foi escrito por Dixit e Pindyck (1994). Pouco tempo depois, Trigeorgis (1996) publica livro-texto abordando não apenas a valoração de um investimento em tempo contínuo, mas também em tempo discreto. Já Copeland e Antikarov (2001) escrevem um livro prático e muito popular sobre Opções Reais, o qual foi traduzido para o português (DIAS, 2014a).

Do primeiro livro-texto até hoje, muitos outros livros e artigos a respeito das opções reais surgiram. Entretanto, a incerteza prevalece como tema central de toda e qualquer análise que leva em consideração a ROT.

Como já salientado anteriormente, os projetos possuem três características fundamentais para o uso da ROT: irreversibilidade, incerteza e *timing*.

Quando se investe em um projeto, o valor despendido é praticamente irreversível, isto é, o investimento inicial do projeto não é todo recuperado, caso o investidor arrependa-se da decisão tomada.

Sendo assim, a grande maioria dos desembolsos iniciais de um projeto são custos irre recuperáveis (*sunk costs*¹⁰) (DIXIT e PINDYCK, 1994; LIN e WESSEH JR, 2013; KRONIGER e MADLENER, 2014).

Em casos cuja probabilidade de fracasso é elevada, a espera por investir tem valor relevante para o projeto, já que ao investir o decisor afunda recursos que não podem ser 100% recuperados.

As incertezas de um projeto são inúmeras e todas afetam de uma forma ou outra o fluxo de caixa do projeto, tornando-o duvidoso. Entretanto, as principais incertezas podem ser divididas em três blocos: (a) incerteza econômica ou de mercado; (b) incerteza técnica ou privada e (c) incerteza estratégica.

Incetezas econômicas ou de mercado são aquelas incertezas exógenas ao projeto e estão correlacionadas aos movimentos do mercado, tais como: taxa de câmbio, inflação, preço de mercado, demanda de um produto, taxa de juros etc. Essas variáveis, normalmente, são modeladas através de processos estocásticos (serão aprofundados mais adiante) (DIXIT e PINDYCK, 1994; DIAS, 2014a; KRONIGER e MADLENER, 2014).

Incetza técnica ou incetza privada são incertezas específicas, endógenas ao projeto e não têm relação com os movimentos do mercado. Geralmente, há o investimento em informações (exercícios de opções de aprendizagem) para se ter certo conhecimento dessas incertezas; em outros casos, a simples passagem do tempo revela informações que trazem um conhecimento sobre elas. Entretanto, o conhecimento dessas informações não significa a eliminação delas mas, sim, um conhecimento a priori de suas distribuições. Incertezas quanto ao volume de um campo de petróleo, ao nível de irradiação solar de uma região, ao regime de ventos, ao fluxo das águas etc. são exemplos de incertezas técnicas. Normalmente, esse tipo de incetza é representada por distribuição de probabilidade (DIXIT e PINDYCK, 1994; LIN e WESSEH JR, 2013; DIAS, 2014a).

Já as incertezas estratégicas relacionam-se com o comportamento ou preferências dos agentes econômicos dentro de um mesmo ambiente. Comportamento das firmas, movimentos em leilões, custos de entrada em um mercado etc. são exemplos de incertezas estratégicas e podem ser modelados por meio da teoria de jogos de opções reais (DIAS, 2014a).

Incetzas estratégicas que envolvem o uso de teoria de jogos de opções não serão alvo dessa pesquisa. Cabendo apenas as incertezas técnicas e de mercado para a valoração das flexibilidades dos projetos.

¹⁰ Custos afundados.

A terceira e última característica é o *timing*, que trata da possibilidade de postergar um investimento, ou seja, esperar novas informações do mercado para encontrar o melhor momento para investir, expandir, abandonar etc. (momento ótimo) (DIAS, 2014a; KRONIGER e MADLENER, 2014).

Em vista disso, o uso de opções reais na análise de investimento pode ser entendido como uma busca pela maximização do valor de um projeto sob condição de incerteza.

2.2.3 Tipos de Opções Reais

A partir do desenvolvimento da Teoria das Opções Reais, os projetos de investimento puderam ser vistos como um conjunto de opções reais. Dentre as opções reais, têm-se as opções de adiar o investimento, cancelar novas etapas, alterar a escala de produção (expandir, contrair, fechar temporariamente, reiniciar), abandonar pelo valor residual, alterar usos (entradas e saídas) etc.

Dias (2014a) classifica as opções reais a partir da fase em que se encontram: fase de investimento, fase operacional e fase de aprendizagem (antes de investir).

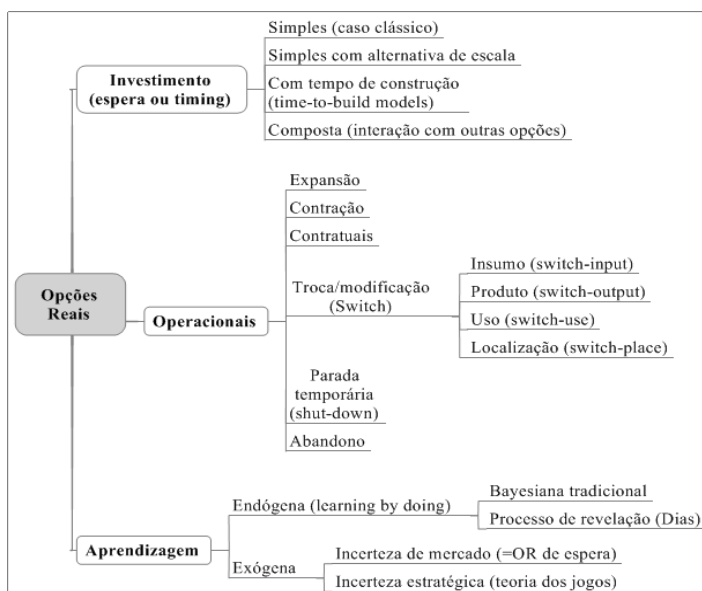


Figura 1 – Classificação dos tipos de opções reais.

Fonte: Adaptado de Dias (2014a).

Não cabe aqui salientar todas as peculiaridades das opções reais citadas. Entretanto, são levantados alguns trabalhos que fizeram uso dessas opções em projetos de energia elétrica. Já as opções reais de espera e troca (foco desse trabalho) são aprofundadas mais adiante.

Ochoa, Betancur e Múnera (2011) valoram projetos de energia eólica na Colômbia e comparam o método do valor presente líquido com a teoria de opções reais a partir de uma opção de expansão do parque eólico.

Já Lee (2011) avaliou um projeto eólico feito em etapas, valorando opções de expansão conforme a evolução dos cenários e, consequentemente, melhor conhecimento das incertezas.

Kroniger e Madlener (2014) avaliam a opção de expansão de um parque eólico através da inserção de células de hidrogênio como forma de armazenamento de energia. Já Reuter *et al.* (2012) estudam a viabilidade econômica de usinas eólico-hídricas na Noruega e Alemanha a partir das opções de expansão em etapas e de espera para venda da energia produzida/armazenada em momentos mais favoráveis.

Dias *et al.* (2011) analisam uma usina sucroalcooleira brasileira, que detém a opção de expandir sua capacidade produtiva e, posteriormente, adicionar uma central de cogeração de energia elétrica que permitiria à usina vender a eletricidade excedente. Assim, os autores avaliam a opção de expansão da usina seguida de uma opção de investimento em uma central de geração de eletricidade (CGE).

Monjas e Balibrea (2014) afirmam que as políticas públicas de incentivo e regulamentação das energias renováveis contêm opções reais. Os autores chamam isso de “opções regulatórias reais” (*real regulatory options - RRO*), pois além de regulamentar, essas opções podem, simultaneamente, alterar o valor de um projeto. Para tanto, foi realizado um estudo acerca da opção regulatória de um parque eólico na Alemanha.

Em Monjas e Balibrea (2013) foi realizado um estudo comparativo entre as opções regulatórias reais das políticas de remuneração de energia da Dinamarca, Finlândia e Portugal a partir de um projeto eólico padrão. Já em Monjas e Balibrea (2015) valorou-se as opções regulatórias de geração eólica *offshore*¹¹ na Dinamarca e ficou evidenciado que, tanto em *onshore*¹² (MONJAS e BALIBREA, 2013) quanto em *offshore*, as RRO possuem características e valores muito semelhantes.

¹¹ Em alto mar.

¹² Em terra firme.

Balibrea, Sánchez-Soliño e Lara-Galera (2015) aplicam a teoria de opções reais para valorar o investimento em energia eólica na Espanha a partir do Decreto Real 661/2007 (opção regulatória).

Onar e Kilavuz (2015) valoram um projeto eólico na Turquia levando em consideração a política de incentivos e as flexibilidades inerentes ao projeto. Já Zhang *et al.* (2017) avaliam o nível ótimo de subsídio exigido pelos investidores em energia renovável na China.

Zhang, Zhou e Zhou (2014) utilizam a teoria de opções reais para avaliar a política (opção regulatória) de energia renovável chinesa frente ao setor fotovoltaico de geração de energia. Por outro lado, Kim, Lee e Park (2014) avaliam projetos sul-coreanos de P&D¹³ em energia eólica e qual o melhor momento para investir em tecnologia nessa área.

Kirby e Davison (2010) usam uma opção *spark-spread*¹⁴ para valorar o impacto da correlação entre o preço do milho e o preço da gasolina em uma usina de etanol, dado que o etanol é utilizado como fonte de geração de energia elétrica nos EUA e Canadá.

Esses são alguns dos trabalhos recentes que valoram alguns tipos de opções reais em projetos de energia alternativa renovável, mas estes não contemplam as opções de espera e troca que são o alvo dessa pesquisa. Assim, o conhecimento mais aprofundado das opções de espera e de troca faz-se necessário.

2.2.3.1 Opção de Espera

A opção real de espera (*timing option*) é aquela que o investidor aguarda por melhores condições para que possa investir, ou seja, o investidor espera por novas informações que fazem com que os valores do projeto sejam alterados ou até mesmo a estratégia de execução do projeto mude (MINARDI, 2000; DIAS, 2014a; FLETEN, HAUGOM e ULLRICH, 2017).

Uma OR de espera pode ser proativa (com gastos financeiros no intuito de melhorar o entendimento e o “amadurecimento” da opção de investir) ou natural (o passar do tempo faz com que novas informações sejam incorporadas ao ambiente de avaliação do projeto) (DIAS, 2014a).

Logo, a opção real de espera é aquela que possibilita ao investidor esperar pelo melhor momento (melhores condições econômicas e/ou

¹³ Pesquisa e Desenvolvimento.

¹⁴ Originalmente, *spark-spread* é usada para estimar a rentabilidade de plantas geradoras de eletricidade a gás natural. O *spark-spread* é a diferença entre o preço recebido por um gerador de eletricidade e o custo do gás natural necessário para a produção desta.

técnicas) para que seja exercida a opção de investir seus recursos em um determinado projeto.

Um exemplo de opção de espera pode ser visto quando uma empresa espera por condições mercadológicas favoráveis para o lançamento de um produto, como o aumento da demanda agregada da economia ou a queda de preço de um insumo importante na produção. Outra possível opção de espera seria para a abertura de uma loja própria depois do conhecimento dos resultados de uma pesquisa de mercado. Nesse caso, a empresa espera o resultado da pesquisa para que possa ter uma melhor compreensão das incertezas técnicas e mercadológicas antes de investir os recursos para a abertura da loja.

Ao exercer opções de espera, o investidor corre menor risco em investir um montante de recursos, já que pode esperar por melhores condições antes de se lançar nessa empreitada.

A opção de espera é uma importante opção quando se trata de energias alternativas renováveis, pois há diversas incertezas quanto ao futuro dessas energias, como por exemplo: os custos de produção, os preços futuros, a intermitência de algumas fontes, as políticas públicas sobre essas fontes de energia etc.

Boomsma, Meade e Fleten (2012) consideram a opção de espera (*timing option*) para o momento ideal de investimento, juntamente com a escolha de capacidade dos projetos de energia renovável em relação aos diferentes esquemas de remuneração (tarifa fixa e certificados “verdes”).

Martinez-Cesena e Mutale (2012) avaliam a opção de espera para investir em geração eólica com o intuito de reduzir a incerteza quanto ao potencial eólico do local de instalação do parque. Abadie e Chamorro (2014) também valoram a opção de espera de um parque eólico, mas os trabalhos têm peculiaridades distintas.

Weibel e Madlener (2015) avaliam a viabilidade econômica e o momento ideal de investimento (*timing option*) de um projeto de geração de energia eólico-fotovoltaico com armazenamento de água em uma “parede de anel” (tanque circular) - *Ringwall Storage Hybrid Power Plants*.¹⁵

Fertig *et al.* (2014) utilizam a teoria de opções reais para analisar o momento de investimento (*timing option*) e a capacidade ideal da construção de um de armazenamento de água bombeada para a usina hidrelétrica da cidade de Tonstad no sudeste da Noruega. Esse

¹⁵ Esse tipo de projeto “imita” um sistema *Pumped Storage Power Plants*, pois os tanques de armazenagem são construídos artificialmente e não a partir de características do relevo.

empreendimento poderia ser entendido como uma opção de expansão da capacidade produtiva da hidrelétrica também.

2.2.3.2 Opção de Troca (*Switch*)

Enquanto as opções de espera ocorrem antes do investimento, as opções de troca são opções que ocorrem após o exercício de opções anteriores, por exemplo: a opção de troca de um insumo na produção por outra matéria-prima só é possível porque em um momento anterior foi exercida a opção de investimento. Pode ser ainda que tenha ocorrido o exercício de mais de uma opção real antes do exercício da opção de investimento, tais como a opção de espera e opção de aprendizagem.

Existem algumas opções de troca dentre os diferentes tipos de opções reais que podem ser exercidas. Todavia, a opção de troca de produto (*switch-output*) é a OR abordada nessa pesquisa.

Apesar do nome (troca de produto), a opção de troca dessa pesquisa não tem a característica propriamente dita de mudança no produto final de produção, mas pode ser entendido como tal e será explicada no decorrer do trabalho.

Adiante, são trazidos alguns exemplos de opção de troca (principalmente de troca de insumo e de troca de produto) para que seja clara a caracterização dessa opção tratada nessa pesquisa.

Opções reais de troca de insumo são aquelas em que os projetos têm a opção de mudarem os seus insumos sem mudarem o produto final. Um caso típico de opção de troca de insumo ocorre em termoeletricas que trabalham com mais de um tipo de fonte/combustível, ou seja, dependendo da relação custo-benefício a termoeletrica troca o tipo de insumo para a geração de energia elétrica. Pode-se incluir aqui o carro-*flex* como um tipo de opção de troca de insumo, pois tanto gasolina quanto etanol podem ser usados para o mesmo benefício.

Bastian-Pinto, Brandão e Alves (2010) analisam exatamente o caso do carro *flex* no contexto brasileiro. Os autores valoram a vantagem (opção de troca) oferecida por um automóvel *flex-fuel* do ponto de vista do proprietário na escolha do combustível (*switch input*) em relação ao automóvel sem essa flexibilidade. Mesmo com diferentes processos estocásticos, os resultados apontam para um ganho relevante por parte dos proprietários de carros dessa categoria.

Hu e Solana (2013) verificam o valor de um projeto híbrido de energia eólica e geração a diesel com opção de *switch input*, bem como para decidir a quantidade ideal de turbinas eólicas no sistema.

Brandão, Penedo e Bastian-Pinto (2013) valoram a opção de *switch input* entre duas commodities diferentes (soja e mamona) de uma planta produtiva de biodiesel. Os autores ainda comparam o valor da opção através de processos estocásticos distintos.

Já as opções reais de troca de produto são opções em que os insumos são mantidos, mas o resultado final é alterado. No Brasil, um caso típico dessa opção de troca é um empreendimento que comporta uma usina sucroalcooleira com opção de produzir açúcar e/ou etanol derivado da cana-de-açúcar. Nesse caso, o projeto tem como insumo a cana-de-açúcar bruta e dependendo dos preços de venda de cada um dos produtos possíveis (açúcar e etanol) tem-se a troca de um pelo outro.

Em países que utilizam outra matéria-prima para a geração de etanol, caso do milho nos Estados Unidos da América (EUA), o produtor opta pela venda do milho bruto (sem processamento) ou faz uso desse na produção de etanol e posterior venda do mesmo.

Maxwell e Davison (2014) analisam um caso muito parecido de uma planta de etanol nos EUA, mas acrescentam as opções de parada temporária e parada permanente (abandono) na análise.

Análogo à ideia de milho *versus* etanol e levando em consideração as características brasileiras, Bastian-Pinto, Brandão e Hahn (2009) avaliam a opção de troca de produto de uma usina sucroalcooleira baseados no preço de cada uma das *commodities* produzidas e constataam que a opção de *switch output* tem valor significativo.

Oliveira *et al.* (2014) analisam a viabilidade econômica de uma unidade de cogeração em uma planta industrial de MDF, a partir dos resíduos da biomassa florestal para a geração de energia térmica e/ou elétrica (*switch output*).

Dockendorf e Paxson (2013) estudam a opção de troca *switch output* de uma planta de fertilizantes: amônia e ureia. Os autores consideram ainda o valor da opção de suspensão temporária da produção e modelam as incertezas com base no MGB.

Baseados no trabalho preliminar de Dockendorf e Paxson (2013), bem como as oportunidades de replicação deixadas pelos autores, surge um trabalho parecido de Rodrigues *et al.* (2015). Eles avaliam a opção de troca *switch output* de uma planta hipotética de fertilizantes considerando as incertezas nos preços do insumo (gás natural) e dos produtos (amônia e ureia) e comparam os valores encontrados a partir de distintos processos estocásticos (MGB e MRM).

Ozório *et al.* (2013) valoram o benefício incremental das opções de troca de produto em siderúrgicas integradas e modelam os preços dos produtos a partir de dois processos estocásticos.

Almeida Costa e Samanez (2014) analisam as flexibilidades de um projeto industrial de transformação petroquímica com opções de *switch inputs* (insumos) e opções de *switch outputs* (produtos). Os autores ainda utilizam duas variações de um processo estocástico para simular os preços dos insumos e produtos.

2.2.3.3 Interação entre Opções Reais

Como já foi salientado, um projeto de investimento pode ter uma série de opções reais que podem ser exercidas ao longo da sua existência, por exemplo, a construção de um galpão para armazenagem. Primeiro, é exercida a opção de investir, mais tarde em condições favoráveis de mercado, pode-se exercer a opção de expansão desse galpão. Um pouco mais adiante, o investidor pode optar pela troca de uso do galpão de armazenagem para um galpão de fabricação, dado alguns custos de troca. Por último, devido às condições ruins do mercado, a fábrica/galpão decreta falência e tem a operação abandonada. Nesse simples exemplo, o investidor fez o exercício de diferentes opções reais ao longo da existência do ativo (investimento, expansão, troca de uso e abandono).

Dessa forma, é evidente que o valor total de um investimento pode ser considerado como o valor das opções reais existentes no projeto, levando em consideração as interações existentes entre cada uma das OR.

No artigo clássico de Trigeorgis (1993) são analisadas as interações entre as opções reais existentes de um projeto. O autor salienta que as interações:

- a) Podem ser pequenas ou grandes, negativas ou positivas;
- b) Dependem do tipo, da ordem de grandeza e da separação temporal existentes entre elas;
- c) Normalmente, quando adicionada uma nova OR, o valor incremental é menor que a valoração dessa mesma opção de forma isolada, ou seja, as opções são subaditivas;
- d) Em alguns casos, quando já se tiver levado em consideração a OR mais importante, ignorar uma opção em particular não traz erros significativos para a valoração.

Em alguns casos, as opções podem ser consideradas aproximadamente aditivas, pois são opções de tipos opostos (uma *put* e uma *call*) e elas são exercidas em circunstâncias, praticamente, opostas. Por exemplo, o exercício primeiro de uma opção de abandono zera o valor

de qualquer opção futura de expansão, pois elas caminham em sentidos opostos (TRIGEORGIS, 1993; DIAS, 2014b).

No caso de opções do mesmo tipo, há a relação de subaditividade geralmente. Entretanto, há casos especiais cujas OR têm uma superaditividade.

No caso das interações entre OR em que há uma opção de expansão envolvida, é importante ficar atento, pois quando essa é exercida primeiramente faz com que o tamanho do projeto inicial se modifique, fazendo com que todas as demais opções tenham como objeto de exercício não mais o ativo base, mas, sim, o ativo resultante da OR de expansão (TRIGEORGIS, 1993; 1996).

O caso estudado em Dias *et al.* (2011) pode ser considerado um caso de interação entre opções que provoca uma *sequencial compound option*¹⁶, ou seja, o exercício de uma OR origina uma nova OR. Nesse caso, o exercício de uma opção de expansão da produção da usina sucroalcooleira gera uma OR de investimento em uma central de geração de eletricidade.

2.3 PROCESSOS ESTOCÁSTICOS

O estudo de processos estocásticos é extremamente importante para as finanças, pois esses processos simulam o comportamento de variáveis e dão uma ideia de risco através de intervalos de confiança.

Para Ozório *et al.* (2012), um processo estocástico configura na representação discreta ou contínua no tempo de forma imprevisível ou parcialmente aleatória de uma ou mais variáveis.

Na teoria de opções reais, o uso de processos estocásticos é primordial e a escolha de um ou outro processo estocástico pode afetar o valor do projeto em até 20% (SCHÖNE, 2015). Além do impacto no valor do projeto, a escolha de diferentes processos estocásticos tem reflexo também na regra de investimento (gatilho) (OZÓRIO, BASTIAN-PINTO e BRANDAO, 2012).

Dias (2014b) ressalta que a escolha de um processo estocástico para a representação de uma variável deve ter adesão aos dados, lógica econômica e consistência com os fatos estilizados do comportamento da série. Assim, o pesquisador deve escolher, levando em conta essas três

¹⁶ Esse tipo de OR é considerada na literatura de língua portuguesa como uma opção real composta, mas essa nomenclatura é um tanto quanto falha, já que não explicita o caráter sequencial existente nesse tipo de OR.

características, o processo estocástico que melhor retrata o comportamento da variável que se espera simular.

Ozório, Bastian-Pinto e Brandao (2012) salientam que os estudos sobre avaliação de investimentos sob a ótica de opções reais baseiam-se em dois tipos de processos estocásticos: (a) Movimento Geométrico Browniano (MGB) e, (b) variações do Movimento de Reversão à Média (MRM).

Para que se possa entender claramente o MGB e as variações de MRM, é importante levantar alguns processos estocásticos que suportam os processos utilizados nessa pesquisa.

2.3.1 Processo Markoviano

Todo processo Markoviano tem como pressuposto a hipótese do mercado eficiente (EMH¹⁷) em sua forma fraca, ou seja, o valor corrente de uma variável aleatória é suficiente para prever os valores futuros desse processo estocástico e a trajetória passada dessa variável é irrelevante para isso. Se pensarmos em uma ação, a partir do preço corrente pode-se estimar o preço futuro dessa ação, pois todas as informações necessárias para isso já se encontram no preço corrente.

2.3.2 Processo de Wiener

O processo de Wiener é também conhecido como Movimento Browniano e tem as seguintes características:

- ✓ É um processo de Markov em tempo contínuo¹⁸;
- ✓ Possui incrementos independentes, ou seja, a variação ocorrida em um intervalo de tempo independe de qualquer outra variação em qualquer outro intervalo de tempo;
- ✓ O incremento tem distribuição normal com média zero e proporcional ao intervalo de tempo, sendo por isso estacionário.

Assim, pode-se escrever as afirmações acima da seguinte forma:

$$dz(t) = \varepsilon_t \sqrt{dt}^{19} \quad (7)$$

¹⁷ *Efficient Market Hypothesis* – em inglês.

¹⁸ Tempo contínuo é aquele em que a discretização do tempo é impossível, pois entre quaisquer dois pontos no tempo, há um número infinito de outros pontos no tempo. Em tempo discreto o tempo é “contado”, por exemplo: 1, 2, 3, 4, 5...

¹⁹ Incremento de Wiener.

Dado que $\varepsilon_t \sim N(0,1)$, ou seja, uma normal padrão, então $E(dz) = 0$ e $\text{Var} = (dz) = E[(dz)^2] = dz$.

Isso faz com que o processo de Wiener tenha comportamento serrilhado fractal (autossimilar).

2.3.3 Movimento Geométrico Browniano (MGB)

O Movimento Geométrico Browniano tem grande aplicabilidade em finanças, pois possui excelentes propriedades matemáticas, poucos parâmetros a serem estimados e baseia-se em premissas relativamente simples.

O MGB é um caso particular do processo de Itô²⁰ e tem a seguinte equação:

$$dx = \alpha x dt + \sigma x dz \quad (8)$$

Sendo:

α = tendência ou “*drift*”;

σ = volatilidade;

dz = representa o Incremento de Wiener $\varepsilon = \sqrt{dt}$ e $\varepsilon \sim N(0,1)$.

A difusão do MGB no mundo financeiro foi devido ao uso desse processo estocástico como premissa na fórmula de apreçamento de opções financeiras (B-S-M).

Os estudos pioneiros de opções reais (TOURINHO, 1979; BRENNAN e SCHWARTZ, 1985; MCDONALD e SIEGEL, 1986; PADDOCK, SIEGEL e SMITH, 1988) também usavam o MGB como uma de suas premissas e segue sendo o processo estocástico mais popular em estudos de opções reais, seja no mercado de energia elétrica (KIRBY e DAVISON, 2010; LEE e SHIH, 2010; LEE, 2011; BOOMSMA, MEADE e FLETEN, 2012; HADDAD, 2012; LIN e WESSEH JR, 2013; KRONIGER e MADLENER, 2014; ZHANG, ZHOU e ZHOU, 2014; WEIBEL e MADLENER, 2015) ou em outros campos de pesquisa (BASTIAN-PINTO, BRANDÃO e ALVES, 2010; BRANDÃO, PENEDO e BASTIAN-PINTO, 2013; DOCKENDORF e PAXSON, 2013; OZÓRIO *et al.*, 2013; RODRIGUES *et al.*, 2015).

²⁰ Processo de Itô é conhecido como Movimento Browniano Generalizado e sua equação é: $dx = a(x, t)dt + b(x, t) dz(t)$, em que dz é o incremento de Wiener, os parâmetros $a(x, t)$ e $b(x, t)$ são conhecidos como taxa de crescimento esperado e taxa de variância, são em função do tempo e do estado atual.

O MGB tem a capacidade de “imitar” o comportamento de séries econômicas ao longo do tempo. O Gráfico 1 representa um dos possíveis caminhos percorridos por uma variável aleatória que segue um MGB dado pela Equação 8.

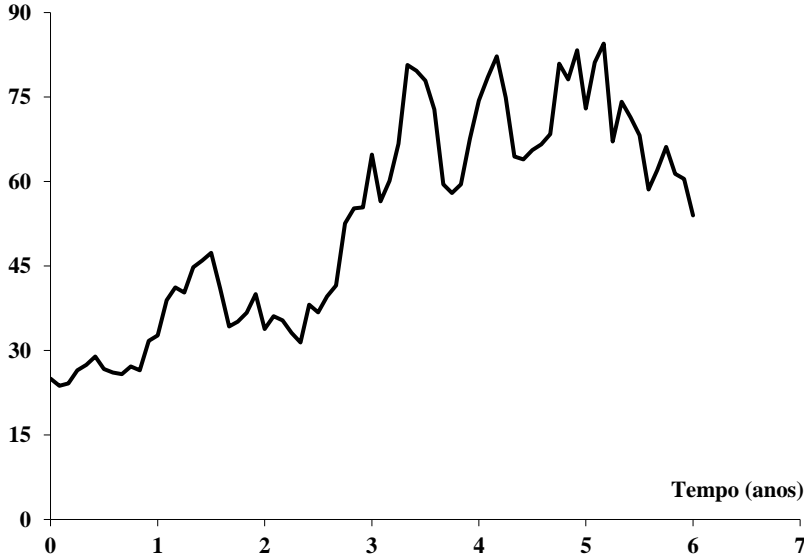


Gráfico 1 – Simulação de um MGB.

Fonte: Adaptado de Dias (2014b).

Se um ativo x segue um MGB, então seus valores futuros seguirão uma distribuição lognormal com média e variância a seguir:

$$E[x_t] = x_0 e^{\alpha t} \quad (9)$$

$$\text{Var}[x_t] = x_0^2 e^{\alpha t} (e^{\sigma^2 t} - 1) \quad (10)$$

Outra forma de representar o MGB é a partir da decomposição da Equação 8 em duas partes.

$$x(t) = E[x(t)] + \text{erro}(t) \quad (11)$$

O valor de $x(t)$ é a soma do valor esperado em t , nesse caso seria o termo de tendência, mais o erro da previsão em t , ou termo estocástico.

A propriedade lognormal do MGB é essencial para ativos que não podem ter valores negativos e têm crescimento exponencial. Entretanto,

o uso desse processo estocástico nem sempre é o melhor para simular o comportamento de uma variável aleatória, dado que, dependendo do “*drift*” (termo de tendência) adotado e do tempo de projeção, a variável aleatória assume valores “irreais” (OZÓRIO, BASTIAN-PINTO e BRANDAO, 2012; BRANDÃO, PENEDO e BASTIAN-PINTO, 2013).

Dessa forma, outros processos estocásticos mostram-se mais adequados para a representação de outros tipos de séries de dados.

2.3.4 Movimento de Reversão à Média (MRM)

O Movimento de Reversão à Média (MRM) é um processo de Markov como o MGB, porém sua principal diferença consiste no componente de tendência do movimento e sua intensidade.

Enquanto o MGB tem uma tendência fixa de crescimento, $\alpha > 0$, (ou decrescimento, $\alpha < 0$) ao longo do tempo, no MRM essa tendência e intensidade não são fixas e variam conforme o valor da variável aleatória no instante t .

A ideia do MRM está atrelada à visão microeconômica de oferta e demanda em mercados competitivos. Se o preço está “alto” (em relação ao nível de equilíbrio – preço de equilíbrio) haverá atratividade econômica para que novas firmas ofereçam nesse mercado, fazendo com que o aumento da oferta derrube o preço. Já se o preço estiver “baixo” haverá o movimento contrário e puxará o preço para cima (ao nível de equilíbrio). Em outras palavras, quando o valor está acima do valor médio, então a tendência é de queda e quando o valor encontra-se abaixo do valor médio o processo é de subida. A intensidade da subida (ou descida) varia conforme a “distância” do valor corrente em relação ao valor médio, sendo quanto mais longe mais intenso.²¹

Dessa forma, os valores do MRM são valores aleatórios que encontram-se distribuídos no tempo ao redor de uma média de longo prazo associada ao custo marginal de produção, fazendo com que ora o movimento tenha tendência de queda, ora tenha tendência de subida.

Devido a propriedade de possuir os valores em torno de uma média, esse tipo de processo estocástico é muito utilizado para modelar preços de *commodities* (petróleo, açúcar, milho, soja, cobre, minério de ferro, etanol etc.) e taxas de juros. Entretanto, seu uso mostra-se mais

²¹ Pode-se entender a intensidade de subida (descida) como uma mola de aço que se encontra fora do seu estado “normal” (equilíbrio). Dessa forma, quanto mais esticada (maior a distância do estado normal da mola) mais intenso será o retorno para o estado normal. O contrário também serve no caso de compressão da mola.

adequado para séries históricas mais longas em que se pode verificar a tendência de um MRM, caso contrário deve prevalecer o uso do MGB (DIXIT e PINDYCK, 1994; OZÓRIO *et al.*, 2012; OZÓRIO, BASTIAN-PINTO e BRANDAO, 2012).

Por conta da indisponibilidade de acesso a séries longas, Hull (2015) salienta que a maioria das *commodities* são modeladas seguindo o MGB. Entretanto, os preços de energia mostram uma clara tendência de reversão a uma média de longo prazo.

Há uma variedade de Movimentos de Reversão à Média disponíveis na literatura. Entretanto, cabe aprofundar somente alguns tipos e que fazem parte do escopo de pesquisa. Já os outros MRM são apenas citados em conjunto com os trabalhos já desenvolvidos.

O processo de reversão à média mais simples é o processo Aritmético de *Ornstein-Uhlenbeck* (O-U), conforme a equação a seguir:

$$dx = \eta(\bar{x} - x)dt + \sigma dz \quad (12)$$

Sendo:

η = velocidade da reversão;

\bar{x} = média de longo prazo;

σ = volatilidade;

dz = representa o Incremento de Wiener $\varepsilon = \sqrt{dt}$ e $\varepsilon \sim N(0,1)$.

No MRM (O-U) implica que dx e x têm distribuição normal em que a média e a variância são dadas pela equação diferencial parcial (EDP) de *Kolmogorov*.

$$E[x_t] = x_0 e^{-\eta t} + \bar{x} (1 - e^{-\eta t}) \quad (13)$$

$$\text{Var}[x_t] = (1 - e^{-2\eta t}) \frac{\sigma^2}{2\eta} \quad (14)$$

A partir das equações anteriores, pode-se comprovar que o valor futuro no longo prazo tende à média (como o próprio nome do movimento) e a variância converge para $\frac{\sigma^2}{2\eta}$.

Ozório, Bastian-Pinto e Brandao (2012) salientam que a aplicação direta do MRM (O-U) aritmético pode gerar o inconveniente de valores negativos, fazendo com que a variável aleatória não seja bem caracterizada (preços negativos). Dessa forma, uma alternativa é a

aplicação do logaritmo dos preços como no modelo 1 de Schwartz (1997), em que $x = \ln(P)$.

Para Dias (2014b), o modelo 1 de Schwartz é melhor expresso pela seguinte equação:

$$dP = \eta(\ln \bar{P} - \ln P)Pdt + \sigma dz \quad (15)$$

Simões *et al.* (2011) usam o MRM (O-U), mais precisamente o modelo 1 de Schwartz, para modelar o ativo subjacente (preço da energia elétrica) para opções de *swing* no mercado brasileiro.

Muñoz *et al.* (2011) também usam o modelo 1 de Schwartz para evitarem o problema de valores negativos do MRM (O-U) puro. Os autores utilizam essa modelagem para o preço da energia elétrica no intuito de valorar seis casos de projetos eólicos a respeito das opções reais de investimento, espera e abandono.

Del Fabbro, Valentinčič e Gubina (2016) usam o MRM (O-U) “logaritmo” para determinar o preço da energia elétrica com o intuito de encontrar a taxa de retorno requerida adequada para sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

O Gráfico 2 representa um dos possíveis caminhos de uma simulação envolvendo o movimento de reversão à média e a linha tracejada aponta o valor médio de longo prazo.

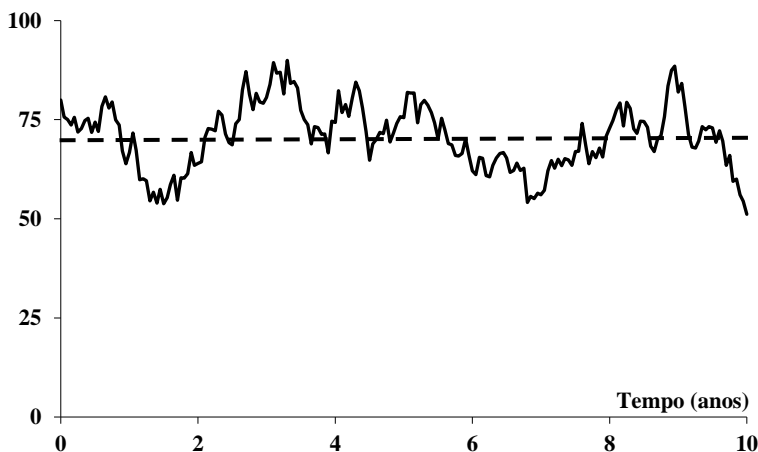


Gráfico 2 – Simulação de um MMR (O-U).

Fonte: Adaptado de Dias (2014b).

Voltando à análise para o Movimento de Reversão à Média em si, é necessário combinar este com um MGB ou até mesmo com um MRM para que a modelagem tenha maior proximidade com a realidade (fatos estilizados), já que o MRM puro é um processo penalizador e previsível, dado que, no longo prazo, o valor esperado será sempre a média (OZÓRIO *et al.*, 2012; DIAS, 2014b). Por exemplo, os modelos de Schwartz e Smith²², Pilipovic²³ e Pindyck²⁴ são modelos de reversão à média que conjugam esses fatores.

Dentre os modelos que podem servir de parâmetro para expressar o comportamento dos preços de energia no longo prazo, o uso do MRM (O-U) mostra-se o melhor para capturar os mecanismos de oferta e demanda, porém, como já mencionado, esse movimento é penalizador e previsível dado que no longo prazo o valor da variável aleatória (preço da energia) tende ao valor médio. Assim, modelos de reversão à média que incorporem outros fatores são uma alternativa para a melhor representação do preço da eletricidade.

2.3.5 Movimento de Reversão à Média com Tendência (MRM-T)

O mercado brasileiro de geração de energia elétrica vem passando por alguns problemas nos últimos anos. Essas dificuldades são efeitos colaterais de algumas políticas governamentais para o setor elétrico, bem como outras dificuldades. Os efeitos são diversos, mas o mais proeminente é o aumento do preço da eletricidade.

O aumento do preço da energia nos últimos anos e sua confirmação de alta na média de longo prazo podem ser atribuídas a mudanças estruturais do setor, progressiva escassez de fontes confiáveis de suprimento energético, crises de abastecimento, aumento do preço dos combustíveis fósseis, aumento da participação de usinas com custo marginal mais alto (térmicas), insuficiência de investimentos no setor de geração, aumento da capacidade da matriz sem o aumento da capacidade de armazenagem, aumento das exigências e custos ambientais.

Dessa forma, os preços de energia elétrica brasileiro poderia ser representado por um dos modelos que possuem as características do setor, como Schwartz e Smith (2000) ou Pilipovic (2007). Todavia, esses modelos necessitam de bons dados estatísticos para estimação de parâmetros, fato esse ser o grande dificultador para a aplicação no setor

²² Schwartz e Smith (2000) segue um MRM (O-U) e a média segue um MGB.

²³ Pilipovic (2007) segue um MRM de Bhattacharya e a média segue um MGB.

²⁴ Pindyck (1999) segue um MRM e a média segue um MRM também.

elétrico brasileiro. Assim, uma alternativa viável e que incorpore a tendência ascendente ao MRM é o uso do modelo 1 de Schwartz (1997) – MRM (O-U) – com um termo de tendência linear (OZÓRIO *et al.*, 2012).

Assim, o MRM-T presente em Ozório *et al.* (2012) tem a seguinte equação:

$$dX_t = \eta(C_t - X_t)dt + dC_t + \sigma dz \quad (16)$$

Sendo:

η = velocidade da reversão;

C_t = tendência de longo prazo;

σ = volatilidade;

dz = representa o Incremento de Wiener $\varepsilon = \sqrt{dt}$ e $\varepsilon \sim N(0,1)$.

Levando em consideração que C_t é linear, então $dC_t = cdt$ e a Equação 16 pode ser simplificada pela equação abaixo:

$$dx_t = -\eta Y_t dt + cd_t + \sigma dz \quad (17)$$

Sendo $Y_t = x_t - C_t$ e como X_t tem distribuição normal com a variância dada pela Equação 14 e média por:

$$E[x_t] = Y_0 e^{-\eta t} + C_0 + ct \quad (18)$$

Dessa forma, o preço P_t tem distribuição lognormal e com valor esperado igual à:

$$\ln E[P_t] = Y_0 e^{-\eta t} + C_0 + ct + \frac{1}{2} (1 - e^{-2\eta t}) \frac{\sigma^2}{2\eta} \quad (19)$$

O Gráfico 3 apresenta a simulação de uma das possíveis trajetórias que uma variável aleatória percorre ao seguir um MRM-T. A reta tracejada inclinada aponta o valor médio de longo prazo.

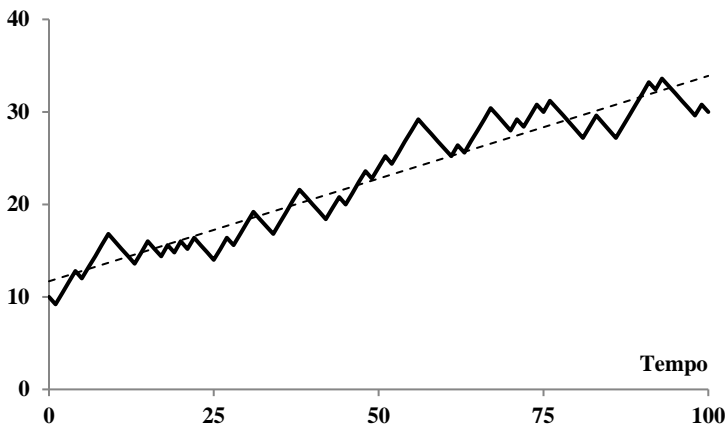


Gráfico 3 – Simulação de um MMR-T.

Fonte: Adaptado de Ozório *et al.* (2012).

Apesar de relevante o uso de um movimento de reversão à média com tendência para expressar os preços futuros da energia elétrica no Brasil, ainda assim, é necessário estudar um dos processos mais utilizados para a modelagem de preços da eletricidade no mundo: MRM com saltos.

2.3.6 Movimento de Reversão à Média com Saltos (MRM-Saltos)

Algumas séries econômicas possuem eventuais saltos ao longo do tempo e em um curto intervalo de tempo. Esses eventos são raros, mas têm reflexos para as empresas e fazem com que estas possam ganhar ou perder muito dinheiro devido a esses saltos.

Em finanças, esses saltos podem ser modelados como processos de Poisson²⁵. Apesar de nos últimos anos terem sido usados processos estocásticos de Lévy (chamados de “voos” de Lévy) para esse tipo de modelagem, ainda assim os processos de Poisson são os mais comuns para se modelar esses saltos em variáveis econômicas (OZÓRIO, BASTIAN-PINTO e BRANDAO, 2012; DIAS, 2014b).

Um tipo característico de salto é o chamado *spike*²⁶. Há um salto para cima seguido de um salto para baixo nos próximos períodos. Essa característica é muito comum em séries de preços de eletricidade, haja

²⁵ Processo de Poisson é um processo de Markov, mas não é processo de Itô.

²⁶ Espigão, prego – em inglês.

vista que “energia elétrica não pode ser estocada”²⁷ e a escassez pode levar a grandes variações (DIAS, 2014b; OLIVEIRA *et al.*, 2014).

No caso de *commodities* (minério de ferro, soja, carvão, petróleo etc.), esses saltos também ocorrem, mas são mais suaves devido à capacidade de estocagem que possuem.

Assim, em opções reais, é comum juntar um processo de difusão (MGB ou MRM) com um processo de Poisson composto para modelar a variável aleatória ao longo do tempo de forma mais realista (OZÓRIO, BASTIAN-PINTO e BRANDAO, 2012; DIAS, 2014b).

Um processo de difusão com salto consiste em um processo de Itô combinado com um processo de Poisson e pode ser descrito pela seguinte equação:

$$dx = a(x,t)dt + b(x,t) dz + x dq \quad (20)$$

Sendo que o incremento de Wiener (dz) e de Poisson (dq) necessitam ser independentes e não correlacionados. Já o termo dq , no caso composto, tem distribuição (λ) e tamanho de saltos Φ .

$$dq = \begin{cases} 0 & \text{com probabilidade } 1 - \lambda dt \\ \Phi & \text{com probabilidade } \lambda dt \end{cases} \quad (21)$$

O uso de processo de Poisson com MRM é desejável para uma representação mais realista da variável aleatória, uma vez que fenômenos empíricos possuem assimetria de retornos, ocorrência de eventos inesperados e menor previsibilidade do valor futuro se comparado com o MRM (O-U) puro (OZÓRIO, BASTIAN-PINTO e BRANDAO, 2012; BASTIAN-PINTO, BRANDÃO e OZORIO, 2016).

Dias e Rocha (1999) foram os precursores no uso do processo de reversão à média com saltos. Os autores usaram um MRM (GO-U)²⁸ com saltos para descrever o comportamento do preço do petróleo. Mais tarde, Dias formulou um modelo MRM (O-U) com saltos para o *project finance* do campo de Marlim no Brasil. Assim, esse modelo ficou conhecido como “Modelo de Marlim”.

O uso de processos de Poisson em MRM apresenta algumas vantagens, tais como: maior aderência econômica da variável que se

²⁷ Energia elétrica em si não pode ser estocada, mas pode-se estocar outras formas de energia que, em um processo reverso, levariam à geração de eletricidade, tais como: baterias, reservatórios de água, células de hidrogênio, ar comprimido etc.

²⁸ Modelo presente em Dixit e Pindyck (1994).

espera simular, já que o MRM simples é previsível; e explicam fenômenos empíricos das séries temporais do ponto de vista estatístico (OZÓRIO, BASTIAN-PINTO e BRANDAO, 2012; DIAS, 2014b).

Apesar das vantagens, modelos de reversão à média com saltos (MRM-Saltos) em opções reais não são comuns, pois seu uso aumenta a quantidade de parâmetros a serem estimados no modelo. Outro fato é que sendo eventos raros, os dados para estimação também são raros.

Para Fontoura, Brandão e Gomes (2015) os preços da eletricidade, de forma geral, têm grande volatilidade e apresentam movimentos atípicos que podem ser modelados pela combinação do MRM com saltos de Poisson. Entretanto, as características do mercado brasileiro de energia elétrica (seção 2.6) requerem algumas adaptações para que a aplicação de um MRM-Saltos seja bem-sucedida.

Em Fontoura, Brandão e Gomes (2015), o modelo MRM-Saltos proposto por Clewlow, Strickland e Kaminski (2000) é adaptado para a realidade do mercado brasileiro de energia elétrica.

O MRM-Saltos de Clewlow, Strickland e Kaminski (2000) pode ser dividido em duas partes. A primeira parte do movimento segue o modelo 1 de Schwartz e a segunda parte segue um processo de Poisson com saltos proporcionais e randômicos a partir de uma distribuição normal do logaritmo natural dos preços. Assim, a equação a seguir representa o modelo proposto pelos autores:

$$dP = \left[\eta(\ln \bar{P} - \ln P)Pdt + \sigma dz \right] + kPd\bar{q} \quad (22)$$

O termo dentro do quadrado na Equação 22 é o modelo 1 de Schwartz, já o termo $kPd\bar{q}$ é o processo de Poisson, sendo:

$$\ln(1 - k) \sim N(\ln(1 + \bar{k}) - \frac{1}{2}\gamma^2, \gamma^2)$$

\bar{k} = tamanho médio do salto;

γ = desvio padrão do tamanho proporcional do salto;

η = velocidade da reversão;

$\ln \bar{P}$ = média de longo prazo;

σ = volatilidade;

dz = representa o Incremento de Wiener $\varepsilon = \sqrt{dt}$ e $\varepsilon \sim N(0,1)$.

Apesar da relevância do modelo proposto por Clewlow, Strickland e Kaminski (2000), Fontoura, Brandão e Gomes (2015) fazem uma mudança substancial no termo referente aos saltos.

Os autores consideram que a variável aleatória independente dos saltos segue uma distribuição lognormal padrão e não uma distribuição normal padrão como em (CLEWLOW, STRICKLAND e KAMINSKI, 2000), pois uma distribuição normal pode resultar em preços negativos, já em uma distribuição lognormal isso não é possível.

Dessa forma, o termo de saltos tem a seguinte equação:

$$dq = \begin{cases} 0 & \text{se } \gamma > \Phi dt \\ 1 & \text{se } \gamma \leq \Phi dt \end{cases} \quad (23)$$

Sendo $\gamma \sim \text{Ln}(0,1)$ e Φ é a frequência do salto.

O modelo usado por Fontoura, Brandão e Gomes (2015) será melhor detalhado na seção 3, pois é essencial para essa pesquisa.

O Gráfico 4 representa uma possível trajetória de uma variável aleatória que segue um MRM-Saltos. Os círculos tracejados apontam os saltos ocorridos e a reta tracejada indica a média de longo prazo.

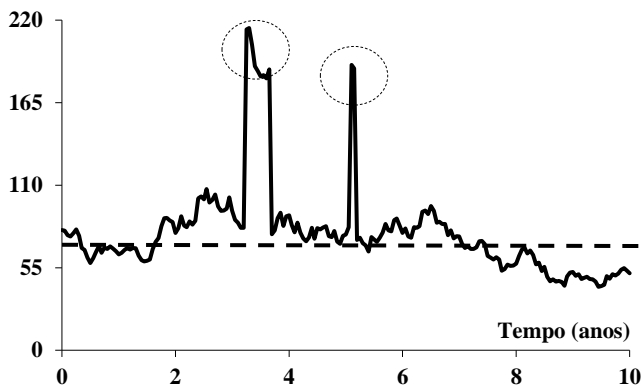


Gráfico 4 – Simulação de um MMR-Saltos.

Fonte: Adaptado de Dias (2014b).

Fontoura, Brandão e Gomes (2015) avaliam uma usina térmica à biomassa de capim elefante no Brasil. Os autores modelam o preço da energia elétrica brasileira a partir de um MRM-Saltos conforme salientado.

Em Oliveira *et al.* (2014), é analisada a viabilidade econômica de um empreendimento de cogeração de energia com biomassa florestal

residual considerando o MRM-Saltos para a modelagem do preço da energia proposto por Fontoura, Brandão e Gomes (2015).

Almeida Costa e Samanez (2014) consideram o MRM-Saltos para modelagem dos preços dos produtos e insumos de um projeto industrial de transformação petroquímica.

Nouicer (2015) avalia aspectos importantes para o desenvolvimento de fontes renováveis no Brasil e modela, através de um MRM-Saltos, a incerteza do preço da energia elétrica brasileira.

Já Monjas e Balibrea (2013) usam uma versão mais complexa do movimento de reversão à média com saltos, pois os autores incorporam um termo linear de tendência à média do processo estocástico, ou seja, os valores têm um movimento aleatório em torno de uma média de longo prazo crescente. Nesse trabalho, os autores modelam as incertezas quanto ao preço da energia elétrica, os custos do investimento e a inflação. Esse trabalho foi replicado em contextos diferentes em Monjas e Balibrea (2014) e Monjas e Balibrea (2015).

Em Balibrea, Sánchez-Soliño e Lara-Galera (2015), o processo estocástico foi o mesmo dos trabalhos de Monjas e Balibrea (2013; 2014; 2015), porém modelou apenas a incerteza dos preços da eletricidade na Espanha.

Assim, o modelo que Monjas e Balibrea (2013) usaram assemelha-se ao de Ozório *et al.* (2012), porém com o acréscimo de saltos. Entretanto, esse modelo não será usado e nem descrito nessa pesquisa.

De modo geral, o uso do MRM-Saltos é, relativamente, complexo e robusto para a representação dos preços de energia elétrica. Cabe destacar que essa representação para o mercado brasileiro é ainda mais complexa quando se leva em consideração as características hidrotérmica da matriz.

2.4 VALORAÇÃO DE OPÇÕES REAIS

Em finanças, toda vez que se procura mensurar o valor de um ativo, normalmente, recorre-se ao arcabouço teórico de *asset pricing*.²⁹ Por isso, alguns conceitos importantes precisam ser elucidados para que se possa proceder com a valoração/apreçamento de opções reais.

A ideia fundamental de valoração de opções reais encontra-se na união dos conceitos de não arbitragem, mercados completos e medida equivalente de martingale.

²⁹ Apreçamento de ativo.

O último conceito (equivalente de martingale) será esclarecido mais adiante na seção 3, já os dois primeiros são conceituados/caracterizados nessa seção.

Um mercado dito completo é aquele em que os ativos desse mercado têm um preço de mercado ou o preço pode ser encontrado a partir de um portfólio de ativos nele negociados (DIAS, 2014a).

Em vista disso, se um derivativo pode ter o preço replicado a partir de um portfólio de ativos negociados nesse mercado, pode-se dizer que esse mercado é completo. Caso contrário, a replicação torna-se impossível.

Arbitragem consiste na possibilidade de se auferir um ganho sem se incorrer em risco de perder dinheiro em qualquer situação e sem a necessidade de investimento líquido. Em outras palavras, é ganhar sem ter dinheiro e sem ter o risco da perda³⁰ (SHOCKLEY, 2007).

A condição de não arbitragem em um mercado completo sem fricções (custos de transação, impostos, restrições de volume negociado etc.) faz com que os ativos e derivativos desse mercado tenham um único preço justo, ou seja, um único valor (lei do preço único³¹) (GUTHRIE, 2009; DIAS, 2014a).

Assim, o modelo de Black-Scholes-Merton assume que o mercado é dinamicamente completo e sem arbitragem em tempo contínuo. Em outras palavras, a opção financeira (derivativo) pode ser replicada a partir de um portfólio de ativos desse mesmo mercado com pesos revistos ao longo do tempo (caráter dinâmico do mercado). Logo, chega-se a um único valor para a opção.

De forma geral, os mercados são incompletos, pois o mundo real viola os preceitos existentes na ideia de mercado completo e existem oportunidades de arbitragem, mas são extremamente pequenas.³² Entretanto, para o cálculo de opções reais, muitas vezes, parte-se do pressuposto de que o mercado é suficientemente completo e sem

³⁰ Um exemplo de arbitragem é o de arbitragem triangular de moedas. Imagine um cenário sem custos de transação e sem impostos cujas taxas de câmbio são as seguintes: R\$/US\$: 3,67; R\$/€: 4,20 e US\$/€: 1,13. Nesse cenário, o especulador trabalha em posição vendida (sem a posse do ativo/derivativo, ou seja, sem dinheiro), vende real por dólar, depois vende dólar por euro e para fechar o ciclo ele vende euro por real. Nessa operação, o especulador tem um ganho de 1,28% sem ter incorrido em risco algum.

³¹ Lei do preço único: estabelece que todos os ativos ou portfólios com os mesmos resultados (mesmo *payoffs*) numa data futura, em todos os estados da natureza, têm de ter o mesmo preço hoje. Num mercado sem fricções, todos os estados da natureza devem ter o mesmo preço hoje (DIAS, 2014a, p. 164).

³² As oportunidades de arbitragem no mundo real existem, mas, devido às fricções de mercado, muitas vezes torna-se impraticável especular no mercado financeiro.

arbitragem para que se possa valorar as opções (SHOCKLEY, 2007; DIAS, 2014a).

Mais adiante, na seção 3, esse entendimento de valoração de opções reais será fechado quando vir à tona o conceito de medida equivalente de martingale.

Portanto, é necessário esclarecer as diferentes técnicas de valoração/apreçamento de opções reais. Assim, as três técnicas numéricas mais comuns e largamente utilizadas em artigos científicos são: o método de equação diferencial, abordagem binomial e outros *lattice* e simulação de Monte Carlo.

2.4.1 Abordagem via Equação Diferencial

O método de equações diferenciais foi o primeiro e principal método de valoração de opções, haja vista que Black-Scholes-Merton desenvolveram seus trabalhos por meio destas (modelo B-S-M de apreçamento de opções financeiras). Outro fator importante para a consolidação dessa técnica foram os primeiros livros-textos de opções financeiras e reais, pois tinham um enfoque voltado para a resolução de problemas de apreçamento por meio de equações diferenciais (ISAZA CUERVO e BOTERO BOTERO, 2014).

O uso da técnica de equações diferenciais apesar de valioso é também restritivo, pois é necessário um conhecimento matematico-estatístico muito grande do pesquisador e do próprio leitor. Outro ponto limitante é o número de incertezas atreladas ao problema de valoração da opção; quanto mais incertezas, mais difícil/impossível o tratamento matemático via equações diferenciais.

A teoria e os problemas de valoração de opções eram alvo de conhecimento de um grupo reduzido de pessoas capazes de entender a matemática e a estatística por detrás dos resultados encontrados.

Mesmo assim, o método de equações diferenciais é útil para opções simples e pouco estruturadas. No entanto, é inadequado para problemas com várias opções e decisões flexíveis (JEON, LEE e SHIN, 2015). Ainda assim, há muitos trabalhos em opções reais que trabalham com essa técnica de valoração, tais como (THOMPSON, DAVISON e RASMUSSEN, 2009; KIRBY e DAVISON, 2010; HOWELL *et al.*, 2011; LEE, 2011; DOCKENDORF e PAXSON, 2013; MAXWELL e DAVISON, 2014).

Entretanto, surge o modelo binomial logo após o modelo B-S-M com um tratamento mais intuitivo do problema de valoração de opções e, posteriormente, com os avanços tecnológicos e computacionais, a

Simulação de Monte Carlo (SMC) começa a fazer parte do mundo de valoração/apreçamento de opções.

2.4.2 Abordagem Binomial (*lattice*)

O modelo binomial discreto popularizou-se a partir da publicação do artigo de Cox, Ross e Rubinstein (1979). A ideia central do modelo é que os preços (do ativo subjacente) comportam-se temporalmente através de uma valorização ou desvalorização, produzindo somente dois resultados possíveis em cada período: subir (u - *up*) com probabilidade p ou descer (d - *down*) com probabilidade $1 - p$. Esse modelo é uma aproximação discreta do modelo de Black-Scholes-Merton (DIAS, 2014a; HULL, 2015).

No caso de múltiplos períodos, após a criação de todos os cenários possíveis em todos os períodos desejados, utiliza-se do processo de otimização por retroindução para o cálculo do valor presente da opção em análise. Em outras palavras, parte-se do cenário no mais distante futuro (último nó) e volta-se até a data inicial verificando sempre a cada nó o exercício ótimo ou não da opção. Dessa forma, é possível encontrar o valor presente da opção em análise.

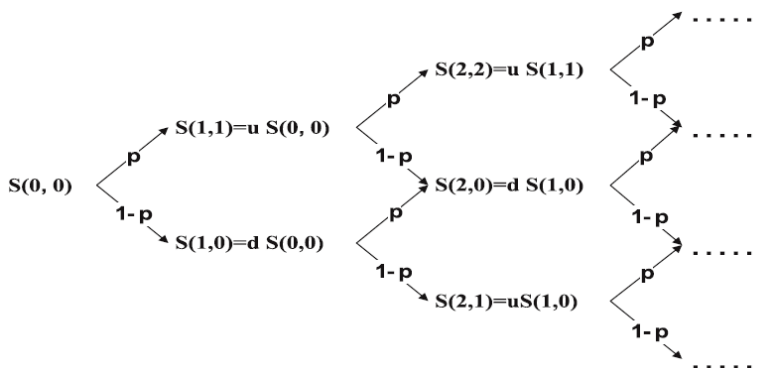


Figura 2 – Árvore binomial recombinante de três períodos.

Fonte: Zhang, Zhou e Zhou (2014).

A recombinação da árvore é desejável, pois o número de cenários após n períodos é $n + 1$; se não fosse recombinante, o número de cenários seria de 2^n (DIAS, 2014a).

Existem diversas possibilidades de recombinação para a formação da árvore binomial, mas todas elas dependem da escolha de u (parâmetro

de subida). Cox, Ross e Rubinstein (1979) escolheram um valor conveniente para esse parâmetro de tal forma que os valores finais possuíssem uma distribuição lognormal e volatilidade definida em termos de taxa de retorno logarítmico do ativo. Assim, esse modelo, em tempo discreto, aproxima-se de um processo estocástico em tempo contínuo, conforme é utilizado no modelo B-S-M. Por conseguinte, a taxa livre de risco (r) pode ser usada em tempo contínuo (LEE e SHIH, 2010).

Fica evidente que o método binomial é uma ferramenta de cálculo de opções (financeiras e reais) mais simples e intuitiva, já que a matemática utilizada é elementar e a incerteza é de dois cenários.

O método binomial é de muito sucesso entre os trabalhos de opções reais como em (LEE e SHIH, 2010; GAZHELI e DI CORATO, 2013; LIN e WESSEH JR, 2013; DALBEM, GOMES e BRANDÃO, 2014a; ISAZA CUERVO e BOTERO BOTERO, 2014; KIM, LEE e PARK, 2014; ZHANG, ZHOU e ZHOU, 2014; WEIBEL e MADLENER, 2015). Entretanto, outros trabalhos foram desenvolvidos com outras formas *lattice*, tais como trinomial (MUÑOZ *et al.*, 2011; ABADIE e CHAMORRO, 2014), pentanomial etc.

A simplicidade do método binomial e outros *lattice* fez com que muitos trabalhos fossem adaptados a outros processos estocásticos como em Bastian-Pinto, Brandão e Hahn (2009) e Dias *et al.* (2011). Porém, modelos *lattice* são limitantes quanto ao número de incertezas do modelo (≤ 2) e processos estocásticos mais complexos. Nesses casos, recomenda-se o uso de simulação de Monte Carlo para maior precisão (THOMPSON, DAVISON e RASMUSSEN, 2009; DIAS, 2014a).

2.4.3 Simulação de Monte Carlo

A simulação de Monte Carlo surgiu durante o projeto Manhattan na Segunda Guerra Mundial. Stanislaw Ulam inventou o método de Monte Carlo, em 1946, enquanto meditava sobre as probabilidades de vencer um jogo de carta (solitário). Ulam compartilhou com John Von Neumann (parceiros de trabalho) a sua ideia e os dois começaram a realizar os cálculos. Entretanto, o nome “Monte Carlo” foi cunhado por Nicholas Metropolis, outro pesquisador do projeto Manhattan, em alusão a um famoso cassino do principado de Mônaco.

Os resultados encontrados por Ulam e Von Neumann deram viabilidade ao projeto da bomba atômica por meio de simulações de Monte Carlo da fissão nuclear. Contudo, a descoberta só se tornou pública em 1949, quando Metropolis e Ulam publicaram no *Journal of the American Statistical Association* o artigo “*The Monte Carlo Method*”.

Desde então, diversas áreas têm utilizado as simulações de Monte Carlo para a resolução de problemas. Com o advento dos computadores pessoais e a evolução tecnológica, as simulações de Monte Carlo têm sido cada vez mais rápidas e populares como uma alternativa para a solução de problemas complexos.

A SMC resolve problemas fazendo simulação (*forward*) e não otimização (*backward*) como nos casos *lattice*, ou seja, a partir de equações matemáticas que expressam um problema são geradas milhares de simulações com valores aleatórios que determinam milhares de resultados. De posse desses resultados e com o uso de inferências estatísticas, pode-se ter um resultado previsível do problema.

No caso de opções reais, as simulações ainda são relativamente novas, entretanto, é usada para modelar o comportamento de uma gama de incertezas do ativo subjacente tanto em tempo contínuo quanto em tempo discreto. Por fim, o valor da opção é determinado através da média das simulações dentro de um intervalo de confiança e desvio-padrão (ISAZA CUERVO e BOTERO BOTERO, 2014; JEON, LEE e SHIN, 2015).

Martinez-Cesena e Mutale (2012) salientam que a técnica de simulação pode lidar com diferentes processos estocásticos, mas não são adequados para modelar opções do tipo americana e o seu uso tem um relativo custo computacional, tanto de softwares, quanto de tempo.

Isaza Cuervo e Botero Botero (2014) acreditam que apesar dos custos computacionais elevados, a simulação de Monte Carlo é uma ótima ferramenta para valoração de projetos com grandes incertezas e processos estocásticos mais complicados como ativos de geração de energia elétrica.

O uso da SMC não é exclusividade de trabalhos que valoram opções reais para ativos de energia elétrica como em (BOOMSMA, MEADE e FLETEN, 2012; MONJAS e BALIBREA, 2013; FERTIG *et al.*, 2014; KRONIGER e MADLENER, 2014; MONJAS e BALIBREA, 2014; BALIBREA, SÁNCHEZ-SOLIÑO e LARA-GALERA, 2015; JEON, LEE e SHIN, 2015; MONJAS e BALIBREA, 2015), pois outros trabalhos de outras áreas também fazem uso dessa técnica, como (SIMÕES *et al.*, 2011; OZÓRIO *et al.*, 2012; BRANDÃO, PENEDO e BASTIAN-PINTO, 2013; OLIVEIRA *et al.*, 2014; RODRIGUES *et al.*, 2015).

2.5 ENERGIA E MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA

A energia é fator primordial para o desenvolvimento das nações. É por meio dessa que as relações sociais diárias (consumo, lazer, trabalho, alimentação etc.) manifestam-se em nossa sociedade. O desenvolvimento

social e econômico das sociedades torna-se cada dia mais e mais dependente da disponibilidade de energia para consumo.

Energia encontra-se na natureza de forma puramente radiante, potencial ou cinética. Toda e qualquer forma de energia “gerada” na sociedade atual configura-se na transformação de uma ou mais dessas formas de energia, em um ou mais tipos gerados/consumidos de energia. Portanto, a geração de energia elétrica configura-se na transformação de uma forma de energia (puramente radiante, potencial ou cinética) em energia elétrica, mais precisamente, em eletricidade.

A energia elétrica não é um bem final por si só, mas sim um bem intermediário para satisfazer as necessidades sociais por bens e serviços produzidos a partir de alguns insumos (mão-de-obra, materiais, eletricidade etc.). Logo, a eletricidade tem papel fundamental na sociedade contemporânea (MA, YANG e LU, 2014).

A geração de energia elétrica pode ser a partir de diferentes fontes. Entretanto, as fontes de geração mais utilizadas no mundo são os combustíveis fósseis (petróleo e derivados, gás natural, carvão mineral etc.). A partir da queima de combustíveis fósseis é que se gera energia elétrica. Esse método, além de agressivo ao meio ambiente, mostra-se equivocado no longo prazo, já que sua reserva é finita e não renovável, ou seja, não se tem uma renovação dessa fonte em tempo inferior à velocidade de consumo. Caso oposto dá-se pela geração de energia a partir da biomassa, irradiação solar, vento, água, oceano e outras. Essas fontes têm a capacidade de renovação ao longo de sua utilização e mostram-se fontes infinitas de provimento de energia elétrica para a sociedade (LEE e SHIH, 2010; BELFKIRA, ZHANG e BARAKAT, 2011; BOOMSMA, MEADE e FLETEN, 2012; MA, YANG e LU, 2014).

Na Figura 3, pode-se observar que, em 2015, a participação de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira foi de 75,6%. Essa participação é realmente expressiva se comparado com o resto do mundo e os países da OCDE.

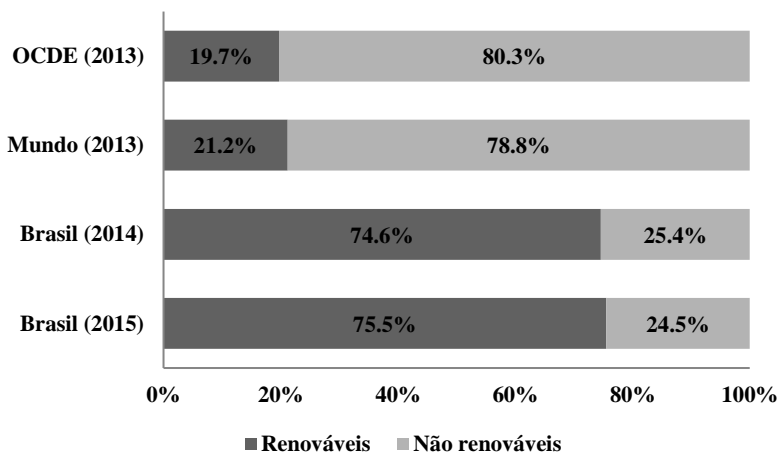


Figura 3 – Participação de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira
Fonte: Epe (2016) – Balanço Energético Nacional 2016

Apesar do Brasil possuir uma matriz energética limpa, se comparado ao resto do mundo, ainda assim há, uma dependência da força das águas e do regime de chuvas como pode ser visto na Figura 4.

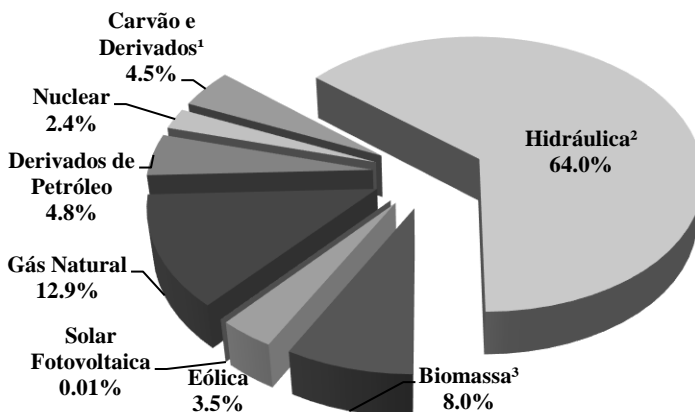


Figura 4 – Matriz Elétrica Brasileira
Fonte: Epe (2016) – Balanço Energético Nacional 2016

¹ Inclui gás de coqueira

² Inclui importação

³ Inclui lenha, bagaço de cana, lixívia e outras recuperações.

A geração hidráulica de energia foi responsável por 64% do total de todos os tipos de energia. Ao olharmos com maior cuidado, veremos que, aproximadamente, 88% da produção brasileira de energia elétrica origina-se de fontes convencionais (hidráulica e não renováveis). Tal panorama mostra que os governantes brasileiros devem procurar uma maior diversificação dessa matriz energética congregando atratividade econômico-financeira e desenvolvimento da indústria de base nacional.

Essa concentração na fonte hidráulica é explicável. O Brasil possui uma condição favorável para a utilização desse tipo de fonte renovável, porém a opção pelo uso predominante dessa fonte de energia mostrou-se um pouco equivocada no final do segundo mandato do então presidente Fernando Henrique Cardoso (FHC). A falta de chuvas e investimentos no setor elétrico fez com que o povo brasileiro passasse a racionar o consumo de energia elétrica (BAJAY, 2013; OLIVEIRA *et al.*, 2014).

O racionamento dessa energia fez com que as autoridades brasileiras atentassem para outras fontes de energia (fontes alternativas) nos anos seguintes, bem como para o grau de concentração de nossa matriz elétrica. Entretanto, como já evidenciado na Figura 4, a matriz elétrica continua fortemente dependente da fonte hidráulica e do ciclo das chuvas.

Nos últimos anos (2014 e 2015), o Brasil passou por problemas de abastecimento de água e energia, porém em menor intensidade se comparado à crise do governo FHC. O cenário para os próximos anos é incerto quanto ao abastecimento de água potável e eletricidade nos lares brasileiros.

Por isso, a utilização de fontes alternativas renováveis no processo de geração de eletricidade mostra-se como algo latente e relevante para o Brasil, uma vez que o país necessita expandir e diversificar sua matriz energética para que seu crescimento e desenvolvimento econômico não sejam cerceados. Assim, o estudo das energias alternativas renováveis está presente na nossa sociedade e apresenta-se como uma possível alternativa para o enfrentamento desse grande desafio energético mundial e, principalmente, nacional.

Apesar de alguns estudos levarem em conta a temática das opções reais para o campo da energia brasileira como um todo em (MINARDI, 2000; CAPORAL e BRANDÃO, 2008; PANTOJA, 2013; DALBEM, GOMES e BRANDÃO, 2014a; 2014b; OLIVEIRA *et al.*, 2014; FONTOURA, BRANDÃO e GOMES, 2015), ainda assim, a área de energia alternativa renovável propriamente dita é pouco explorada. Dessa forma, o presente estudo tem como objeto de pesquisa apenas as fontes eólica (vento) e solar fotovoltaica (sol), bem como possíveis arranjos híbridos com essas duas

fontes. A seguir são tratadas, mais especificamente, essas duas fontes de energia elétrica.

2.5.1 Energia Eólica

A energia eólica utiliza-se da força dos ventos como fonte de energia primária para que possa produzir energia elétrica. O processo de geração ocorre por meio de turbinas eólicas (aerogeradores) que são compostos, basicamente, por uma torre que contém um conjunto de pás acopladas a um rotor e uma *nacele* que abriga o gerador.

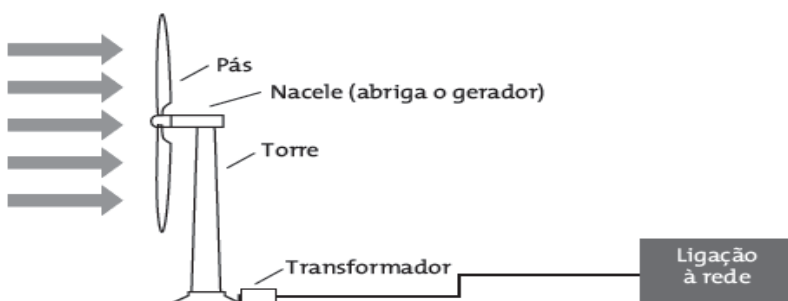


Figura 5 – Componentes de um aerogerador.

Fonte: Lage e Processi (2013).

O princípio de funcionamento do aerogerador é de conversão da energia cinética dos ventos em energia elétrica por meio da passagem dos ventos entre as pás acopladas ao rotor e esse gira um sistema de engrenagens que faz como que acione o gerador de energia elétrica dentro da *nacele*.

O principal problema da geração eólica consiste na produção variável de energia devido à intermitência dos ventos. Além disso, nem sempre a geração ocorre no período em que a demanda energética é maior. Apesar dessas características, o uso dessa fonte é extremamente consolidado em todo o mundo (MUÑOZ *et al.*, 2011; MARANO, RIZZO e TIANO, 2012; ARABALI *et al.*, 2014; BALIBREA, SÁNCHEZ-SOLIÑO e LARA-GALERA, 2015).

Os países do continente europeu foram os precursores no desenvolvimento e uso da tecnologia de geração eólica, sendo Alemanha e Espanha os principais fabricantes de aerogeradores do mundo. Mais recentemente, China, EUA e Índia aumentaram substancialmente sua capacidade instalada de geração eólica. Esses incrementos foram

possíveis graças a arranjos financeiros favoráveis, ao desenvolvimento de fornecedores e tecnologias próprias (NUNES e KOPELKE, 2016).

Apesar do aumento da capacidade instalada global, conforme pode ser visto na Figura 6, a energia eólica corresponde a apenas 3% da geração global de energia elétrica apesar de um crescimento médio anual de 25,31% (GWEC, 2016).

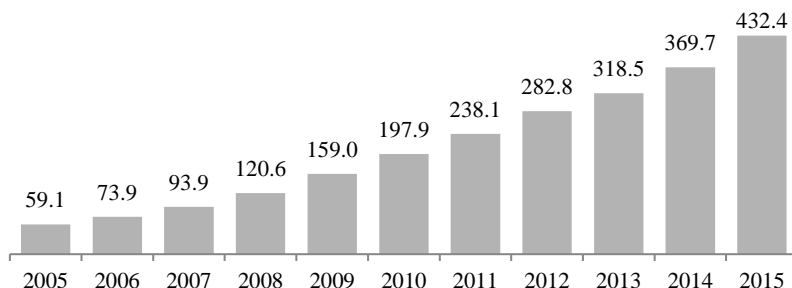


Figura 6 – Capacidade eólica instalada global (GW).

Fonte: Gwec (2016).

Pode-se dizer que o Brasil é privilegiado em se tratando de potencial eólico, pois o regime de ventos em solo brasileiro é duas vezes maior que a média mundial e com uma volatilidade de apenas 5%. Outro ponto positivo é que em períodos de estiagem (falta de chuvas) os ventos brasileiros têm velocidades maiores que em outros períodos. Isso demonstra que o uso de parques eólicos em complementariedade com sistemas hidráulicos (caso da matriz brasileira atual) mostra-se uma boa estratégia (CCEE, 2016).

O uso da energia eólica, além dos fatores ambientalmente conhecidos, contribui para a diminuição da necessidade de construção de grandes reservatórios, reduzindo o risco gerado pela sazonalidade hidrológica à luz da complementariedade existente entre vento e água.

Apesar de todo o potencial brasileiro, a capacidade instalada ainda é pequena se comparada com outras fontes de energia. A Figura 7 mostra a evolução da capacidade instalada nacional.

O Brasil encerrou o ano de 2015 com 8,72 GW de capacidade eólica instalada, correspondendo a 6,2% de participação na matriz produtiva. Com esses números, o Brasil passou a ocupar a 10ª posição entre os países com maior capacidade eólica instalada no mundo, respondendo por 2% de toda a potência mundial instalada (ABEEÓLICA, 2016; GWEC, 2016).

Segundo o Plano Decenal de Expansão da Energia 2024, o Brasil pretende alcançar, até o fim de 2024, a marca de 24 GW de capacidade eólica, representando 11,6% da matriz elétrica (MME e EPE, 2015).

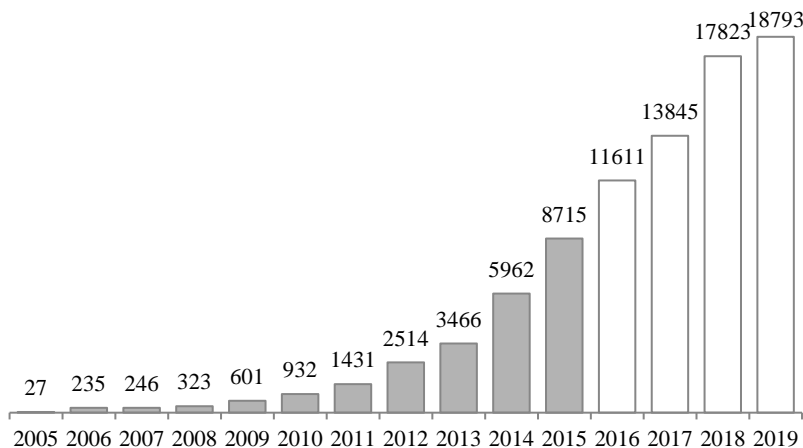


Figura 7 – Capacidade eólica instalada brasileira (MW).

Fonte: Adaptado - Abeeólica (2016).

O crescimento da capacidade instalada e da indústria eólica brasileira deve-se, principalmente, aos incentivos dados pelo PROINFA³³, juntamente com linhas específicas de financiamento via BNDES³⁴ e a adoção de leilões de energia voltados para essa fonte (DALBEM, GOMES e BRANDÃO, 2014b; NUNES e KOPELKE, 2016).

Cabe destacar ainda que os fabricantes de aerogeradores instalados no Brasil são, em sua maioria, empresas multinacionais que já dispõem de estrutura de P&D em suas matrizes. Dessa forma, a tecnologia empregada no setor vem de fora, cabendo aos parceiros brasileiros a montagem dos principais componentes (LAGE e PROCESSI, 2013). Entretanto, aproveitando o bom momento da energia eólica no Brasil, algumas empresas começaram a desenvolver modelos próprios (com conteúdo nacional) de aerogeradores nos últimos anos (NUNES e KOPELKE, 2016).

³³ Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica foi instituído para incentivar a geração de energia a partir de três fontes: Eólica, Biomassa e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH).

³⁴ Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social.

2.5.2 Energia Fotovoltaica

A energia proveniente do Sol (energia puramente radiante) ao ser captada por módulos e coletores solares transforma-se em formas utilizáveis de energia: calor e eletricidade.

Apesar do calor gerado pela irradiação solar poder ser aproveitado para a geração de energia elétrica (energia heliotérmica³⁵), esse não é o insumo da energia fotovoltaica. A geração de energia fotovoltaica ocorre a partir do efeito fotovoltaico, ou seja, a irradiação recebida por uma célula fotovoltaica é convertida em eletricidade diretamente através desse efeito.

Um arranjo de células em série e/ou paralelo constitui um módulo/painel fotovoltaico, que gerará corrente elétrica diretamente proporcional à intensidade da luz solar recebida. As condições climáticas (nebulosidade, chuvas, período de insolação) têm um efeito significativo sobre a quantidade de energia solar recebida por um painel solar e, consequentemente, sobre seu desempenho (energia gerada).

O recurso solar, assim como o vento, é intermitente ao longo das 24 horas de um dia. Assim, a geração de energia é descontínua devido à existência de irradiação solar ou não (LI, HUI e LAI, 2013; GAN *et al.*, 2014; MA, YANG e LU, 2014; HOSSEINALIZADEH *et al.*, 2016). Latitude, umidade relativa do ar, temperatura e outras condições atmosféricas também influenciam o seu aproveitamento (CCEE, 2016).

Diferentemente do que acontece com a energia eólica, a energia fotovoltaica, geralmente, é gerada em momentos de maior demanda energética, como por exemplo nos dias de verão em que há um consumo de energia elétrica elevado para refrigeração (ARABALI *et al.*, 2013).

A capacidade instalada de energia fotovoltaica no mundo é a terceira maior entre as fontes renováveis de energia, ficando atrás da fonte hidráulica (1ª) e da fonte eólica (2ª) (SPE, 2015). A Figura 8 demonstra a evolução da capacidade global instalada.

³⁵ Foi previsto para o final de 2016 a entrega da primeira usina heliotérmica do Brasil em Pernambuco, na região de Petrolina.

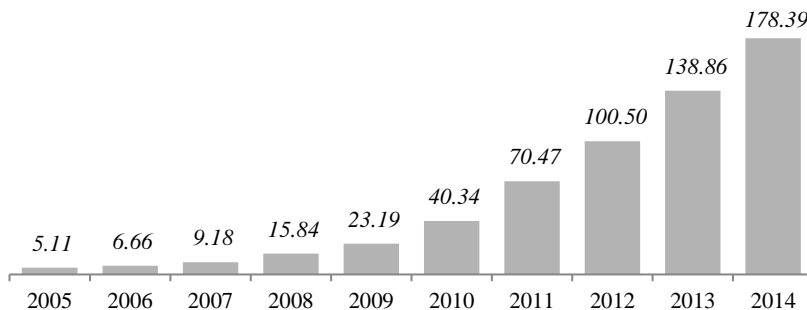


Figura 8 – Capacidade fotovoltaica instalada global (GW).

Fonte: Spe (2015).

Apesar do pioneirismo europeu em energia fotovoltaica, em 2014, China e Japão ultrapassaram a Europa em nova potência instalada. Entretanto, a Europa detém a maior capacidade instalada acumulada (SPE, 2015).

A estagnação europeia e o desenvolvimento de novos mercados de energia fotovoltaica parece ser uma tendência, já que Ásia e América do Norte tiveram grande desenvolvimento e África e América Latina começaram a desenvolver seus mercados mais recentemente (SPE, 2015).

Essa tendência global deve continuar para os próximos anos, dado os incentivos produtivos e de instalação realizados pelo governo chinês, bem como o decréscimo dos custos de produção da indústria fotovoltaica.

Apesar de grande parte do território brasileiro ter condição privilegiada quanto à irradiação solar, essa fonte de energia é quase inexplorada. As instalações mais antigas de energia fotovoltaica no Brasil são aquelas em regiões isoladas cujo sistema interligado nacional (SIN) não tem como abastecer a demanda (sistema *off-grid*). O desenvolvimento de sistemas *off-grid* deve-se, principalmente, ao extinto Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM) que tinha como intuito levar energia às áreas que não tinham acesso ao SIN.

Acompanhando o desenvolvimento mundial recente da energia fotovoltaica, o Estado de Pernambuco, em dezembro de 2013, e o Ministério de Minas e Energia, em 2014, definiram as condições de contratação (leilão) de projetos cuja energia gerada fosse exclusivamente da fonte fotovoltaica. Dessa maneira, a geração fotovoltaica e a indústria desse setor passaram a ter destaque no cenário econômico interno (EPE, 2014; SIL, 2016). Alguns especialistas acreditam que, assim como ocorreu com a energia eólica no passado recente, o governo priorize seus investimentos nessa indústria para os próximos anos.

O Brasil possui apenas 42 empreendimentos fotovoltaicos com potência associada de 23.008 KW e encontram-se outorgados mais 111 projetos com potência total de 2.980.397 KW. A energia fotovoltaica nacional representa menos de 0,02% de toda a energia gerada (ANEEL, 2016).

Segundo o Plano Decenal de Expansão da Energia 2024, o Brasil pretende alcançar a casa dos 7 GW de capacidade fotovoltaica instalada até 2024, sendo responsável por 3,3% da matriz elétrica. Esse salto seria de quase 3.000% da capacidade instalada em 10 anos (MME e EPE, 2015).

2.5.3 Energia Híbrida

Um sistema de energia híbrido pode ser feito a partir de componentes de conversão de energia renováveis, como turbinas eólicas, módulos fotovoltaicos e turbinas hidráulicas, bem como de geradores não-renováveis convencionais, como geradores a diesel, microturbinas (térmicas) e dispositivo de armazenamento (BHANDARI *et al.*, 2014).

A geração de energia híbrida consiste na produção de energia a partir de uma ou mais fontes. Esses sistemas de geração, normalmente, estão localizados em pontos isolados da rede convencional (*off-grid*) e costumam ser a única forma de suprimento de energia elétrica. A maior parte desses sistemas é composto de fontes intermitentes (vento e sol) com fontes de segurança (baterias e/ou geradores a combustíveis), na maioria dos casos.

No Brasil, sistemas híbridos têm sido a solução para levar eletricidade para residências, escolas e postos de saúde em regiões mais afastadas e que não se encontram conectadas ao SIN. O uso de sistemas com essa finalidade pode ser encontrado a partir do projeto-piloto de Xapuri, que forneceu e instalou painéis fotovoltaicos, quadros de distribuição, pontos de luz e lâmpadas para famílias e escolas de comunidades seringueiras da Reserva Agroextrativista Chico Mendes, em Xapuri, no Acre (ELETROBRÁS, 2016).

Entretanto, sistemas de energia renovável híbrida vêm ganhando popularidade, pois as fontes envolvidas no projeto podem ser complementares, podendo proporcionar maior qualidade e confiabilidade aos consumidores do que sistemas de fonte única (BHANDARI *et al.*, 2014).

Belfkira, Zhang e Barakat (2011) salientam que sistemas de energia híbridos eólico-fotovoltaicos são mais adequados para reduzir a dependência de combustíveis fósseis usando o vento e a irradiação solar disponíveis para a geração de eletricidade.

A geração de sistemas eólicos-fotovoltaicos é, inerentemente, incerta devido à natureza estocástica da velocidade do vento, da irradiação solar e características da carga de cada uma das fontes. Assim, a eficiência de um sistema híbrido depende da eficiência de geração de energia, da eficiência de unidades de armazenamento (baterias, células de combustível etc.) e do dimensionamento dos componentes do sistema (ARABALI *et al.*, 2013; BHANDARI *et al.*, 2014).

Em setembro de 2015, entrou em operação a primeira e única usina eólico-solar no Brasil em Tacaratu (PE). A usina combina um parque eólico de 80 MW e duas usinas fotovoltaicas com 11 MW. Apesar do complexo ser híbrido, a energia é vendida de forma separada em leilões específicos por fonte (SIL, 2016).

Ma, Yang e Lu (2014) propõem o uso de um sistema híbrido eólico-fotovoltaico com armazenamento em baterias para uma ilha remota de Hong Kong, ou seja, um sistema *off-grid*. Já Askari e Ameri (2012) avaliam três sistemas híbridos (fotovoltaico com baterias, eólico com baterias e eólico-fotovoltaico com baterias) para o abastecimento de energia de uma remota localidade do Iran.

Por outro lado, Reuter *et al.* (2012) propõem o uso de um sistema eólico com armazenagem em água nos mercados da Noruega e Alemanha.

Kalinci (2015) propõem seis conjuntos de sistemas híbridos (*on-grid* e *off-grid*) para o abastecimento de energia da ilha de Bozcaada na Turquia.

Kroniger e Madlener (2014) acreditam que plantas híbridas com tecnologia de armazenagem de energia têm menor problema de variabilidade de suprimento e são importantes para o aumento da capacidade e diversidade da rede.

Weibel e Madlener (2015) salientam que usinas geradoras com armazenamento de água bombeada (*Pumped Storage Power Plants - PSPP*) têm comprovada eficiência de armazenagem e são usadas com grande sucesso na Alemanha há alguns anos.

Existem diferentes modelos de sistemas híbridos espalhados pelo mundo e inúmeros estudos que usam ao menos a fonte eólica e/ou fotovoltaica na geração de energia, tais como: (ASKARI e AMERI, 2012; MARANO, RIZZO e TIANO, 2012; ARABALI *et al.*, 2014; BIANCHI *et al.*, 2014; KRONIGER e MADLENER, 2014; LI *et al.*, 2015; SHANTHI e MOHANA PRIYA, 2015; HOSSEINALIZADEH *et al.*, 2016). Entretanto, o uso desse tipo de sistema no Brasil é ainda pouco explorado e seu uso, além de prover acesso às regiões sem conexão ao SIN, também ajudaria na regularização do nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas, principalmente no período de baixo índice pluviométrico e traria mais

segurança de suprimento sem a necessidade de um elevado percentual de energia gerada a partir de combustíveis fósseis.

2.6 AMBIENTE INSTITUCIONAL DE TOMADA DE DECISÃO

O conhecimento do campo em que as decisões são tomadas, faz-se necessário para que os investidores tenham ciência de onde estão colocando seus recursos, bem como os riscos envolvidos na operação de investimento. Portanto, são apresentados o sistema elétrico nacional e suas principais instituições, bem como o mercado e o preço da energia.

2.6.1 Setor Elétrico Brasileiro

No início dos anos 90, o mundo passava por um processo de liberalização econômica e o setor elétrico brasileiro passou por reformas que levaram a um maior grau de liberalização (LEITE, CASTRO e TIMPONI, 2013).

Na busca por introduzir maior competitividade ao setor elétrico, juntamente com o mau estatal em gerenciar os investimentos nesse setor, o governo brasileiro incluiu, no Programa Nacional de Desestatização – PND, as empresas controladas pela Eletrobrás, possibilitando a privatização de empresas de geração e distribuição de energia.

O processo de privatização das estatais do setor elétrico que deveria trazer uma maior competitividade ao setor e fomentar a oferta de energia no longo prazo, juntamente com um cenário hidrológico desfavorável, levou a sociedade brasileira a passar por um período de racionamento de energia entre junho de 2001 e fevereiro de 2002. Esse episódio ficou marcado na história do Brasil como a “crise do apagão”.

Diante da iminência de um “apagão”, o governo brasileiro tomou medidas emergenciais e, em 2003, iniciou-se um processo de estudos, ajustes e reestruturação do setor elétrico. Todo esse esforço resultou na criação do novo modelo do setor elétrico através das leis 10.847 e 10.848, aprovadas em 2004, cujas principais bases legais e institucionais deste marco regulatório vigoram até hoje. As principais bases desse novo modelo são: (a) promover a modicidade tarifária e (b) garantir a segurança do suprimento de eletricidade (LEITE, CASTRO e TIMPONI, 2013).

Visando atender essas bases, o novo modelo do setor elétrico brasileiro criou novas instituições e alterou funções de algumas já existentes. Assim sendo, o novo modelo definiu a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), uma instituição responsável pelo planejamento de médio e de longo prazo da expansão do setor energético

nacional. O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) tem como função acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento de energia elétrica em todo o território brasileiro. Já a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), em substituição ao Mercado Atacadista de Energia (MAE), é o *locus* das negociações já que viabiliza as atividades de compra e venda de energia em todo o país e promove discussões voltadas à evolução do mercado, sempre orientada pelos pilares da isonomia, transparência e confiabilidade (MME, 2016).

Outras alterações importantes foram realizadas pelo novo marco regulatório do setor elétrico, tal como a ampliação da autonomia do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), fazendo com que este prime pela otimização do Sistema Interligado Nacional (SIN) e garanta o livre acesso de todos os agentes à rede básica de transmissão (MME, 2016).

A ANEEL, agência reguladora do setor, sofreu alguns ajustes funcionais, porém prevaleceu seu caráter de regulamentação e fiscalização do setor e de seus agentes econômicos, quanto ao equilíbrio econômico-financeiro, quanto à proteção do consumidor e quanto ao custo da energia fornecida.

Cabe destacar o Conselho Nacional de Políticas Energéticas (CNPE) que visa a definição de diretrizes e a aprovação das políticas energéticas propostas pelo Ministério de Minas e Energia. Logo, o CNPE é o principal fórum de estabelecimento das políticas energéticas.

O Ministério de Minas e Energia (MME), auxiliado por ANEEL, ONS, CCEE e EPE, responde pelo estabelecimento e pelo planejamento do setor energético nacional, monitora a segurança de suprimento do setor e define ações preventivas em casos de desequilíbrios entre oferta e demanda de energia (MME, 2016).

Por isso, a atual estrutura político-institucional do setor elétrico foi planejada/pensada sob um ideal de equidade entre o Governo, as demais instituições públicas e a iniciativa privada. Apesar de toda o ideal planejado, sabe-se que há grande interferência política no setor.

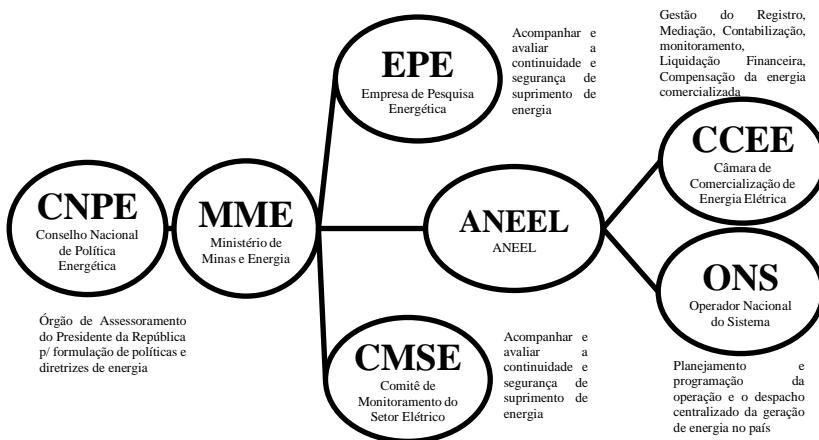


Figura 9 – Instituições do setor elétrico.

Fonte: Adaptado de Ccee (2016).

Conforme pode ser visto na Figura 9, cada agente do setor elétrico exerce sua função de forma a priorizar o bom andamento das operações dessa indústria. Sendo assim, o governo tem sua representação a partir das atividades realizadas pelo CNPE, MME e CMSE. Fica a cargo da ANEEL as atividades regulatórias e de fiscalização. As atividades de planejamento, operação e contabilização são exercidas por empresas públicas ou de direito privado sem fins lucrativos, como a EPE, ONS e CCEE. As atividades permitidas e reguladas são exercidas pelos agentes responsáveis pela: geração, transmissão, distribuição e comercialização.

2.6.2 Ambiente de Contratação

O novo modelo do setor elétrico introduziu mudanças significativas ao mercado brasileiro de energia elétrica dividindo-o em dois ambientes distintos de comercialização de energia.

O primeiro, Ambiente de Contratação Regulada (ACR), segue o mesmo modelo anterior à reforma do setor elétrico, em que a compra de energia só pode ser realizada pelas geradoras, distribuidoras e comercializadoras. A contratação dessa energia acontece por meio de leilões de energia promovidos pela CCEE e sob a delegação da ANEEL. Já o contrato firmado é denominado Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) e também é regulado pela ANEEL (CCEE, 2016).

O segundo, Ambiente de Contratação Livre (ACL), as geradoras, produtores independentes de energia, autoprodutores, comercializadores e importadores de energia negociam livremente com consumidores livres e especiais a contratação de energia elétrica. Os agentes podem firmar contratos bilaterais e definirem suas cláusulas (prazos, preços, volumes, etc.) com a mínima intervenção governamental (LEITE, CASTRO e TIMPONI, 2013; CCEE, 2016).

A Figura 10 traz de forma esquematizada como se encontra o mercado brasileiro de energia elétrica.

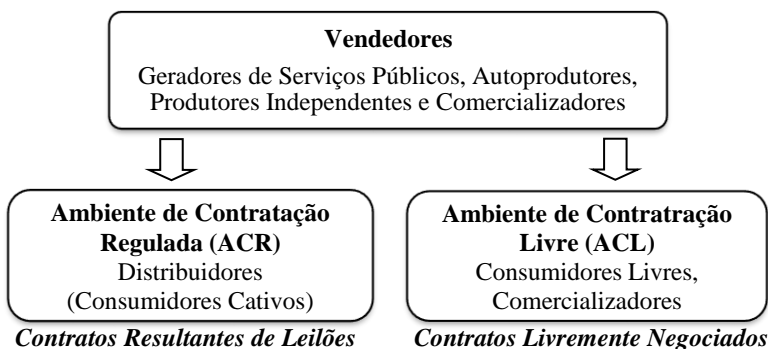


Figura 10 – Comercialização de energia.

Fonte: Adaptado de Bajay (2013).

Independentemente do ambiente de contratação onde são celebrados os contratos de compra e venda de energia elétrica, seja ele ACR ou ACL, todos são registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e tornam-se base para a contabilização e liquidação das diferenças no mercado de curto prazo.

O ambiente de contratação da energia elétrica é de suma importância para a determinação das bases econômico-financeiras para um projeto de investimentos.

2.6.3 Preço da Energia Elétrica

O preço de comercialização da energia é de extrema importância para a avaliação de projetos na área de geração de energia, pois é a partir do preço de venda da energia que se terá o valor da receita bruta do projeto.

Enquanto o Operador Nacional do Sistema (ONS) responde pelas transações de carga entre os agentes do setor elétrico, ou seja, operação de transação física de carga; na outra ponta a Câmara de Comercialização

de Energia Elétrica (CCEE) faz a contabilização das transações de compra e venda de energia no ACR e ACL (LEITE, CASTRO e TIMPONI, 2013).

Apesar da existência desses dois ambientes de contratação para a comercialização de energia, ainda há um terceiro ambiente denominado Mercado de Curto Prazo. Nesse mercado, há a contabilização e liquidação das diferenças entre os volumes gerados, contratados e consumidos. As diferenças apuradas (positivas ou negativas) são valoradas pelo Preço de Liquidação das Diferenças – PLD (CCEE, 2016).

O Mercado de Curto Prazo aparece como o local no qual oferta e demanda de energia se encontram e o PLD seria o preço à vista (*spot*) da energia brasileira, resultante do encontro dessas duas curvas. Todavia, o valor do PLD não resulta de forças do mercado (oferta e demanda) e, sim, de um modelo matemático-computacional que leva em conta as condições hidrológicas, a demanda de energia, os preços de combustível, o custo de déficit de energia, a entrada de novos projetos e a disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão para encontrar o PLD e o volume ótimo de geração hidráulica e geração térmica para cada um dos quatro submercados³⁶ que compõem o mercado brasileiro de energia elétrica (CCEE, 2016).

O preço *spot* da energia elétrica brasileira (PLD) é função da natureza de sua indústria, ou seja, do nível de reservatórios e do regime de chuvas. Assim, a volatilidade do PLD está relacionada diretamente com o ciclo das águas (LEITE, CASTRO e TIMPONI, 2013).

Apesar da série apresentar alguns topos achatados (*flat tops*), pode-se notar na Figura 11 que o PLD semanal do período de março de 2002 a dezembro de 2016 detém alta volatilidade.

³⁶ O mercado brasileiro é dividido em quatro submercados (sudeste/centro-oeste, sul, norte e nordeste) definidos por restrições de transmissão. Cada submercado apresenta um preço de energia diferente.

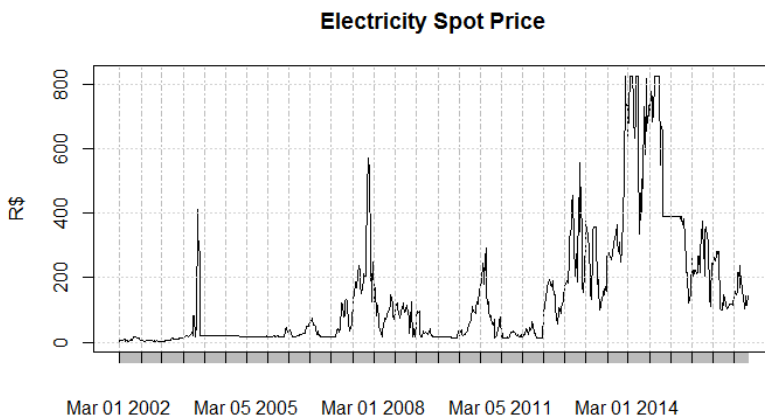


Figura 11 – Preço semanal do submercado nordeste.

Fonte: Adaptado de Ccee (2016).

Diferentemente do que acontece no ACR e no ACL, no Mercado de Curto Prazo não existem contratos e os acordos ocorrem de forma multilateral, conforme as regras de comercialização estabelecidas (CCEE, 2016).

Desde a instituição do novo modelo do setor elétrico, o governo brasileiro adotou o método de leilão inverso para a aquisição de energia elétrica no ACR, ou seja, a partir de um preço-teto estipulado pelo governo antes do leilão, as unidades geradoras competem entre si pelo menor preço, medido em R\$/MWh.

Os leilões de energia no ACR têm sido um sucesso, pois o governo garante a compra da energia pelo preço vencedor do leilão por 20 anos de geração (aproximadamente) ajustado pela inflação do período anterior. Além da garantia quanto ao preço de venda da energia e o tempo de comercialização, os leilões têm proporcionado regras de ajustes em caso de não geração da potência contratada. Tais regras têm sido importantíssimas para o fomento de projetos de energia a partir de fontes intermitentes (eólica e fotovoltaica) (DALBEM, GOMES e BRANDÃO, 2014a; EPE, 2014; MME e EPE, 2015).

Enquanto no mercado regulado os leilões de energia de fontes intermitentes têm alcançado grande sucesso, no mercado livre (ACL) essas fontes têm tido dificuldades de celebrar contratos de longo prazo. O custo mais elevado da geração de energia, bem como sua natureza intermitente, fazem com que o risco do projeto e o preço do MWh da

energia sejam maiores do que projetos de fontes convencionais (hidrelétricas) (DALBEM, GOMES e BRANDÃO, 2014a).

Recentemente foi criada uma plataforma de negociação para contratos no ACL. Apesar disso, os contratos celebrados nesse ambiente não possuem registro público de preços nem ao menos uma forma padronizada, já que volumes, prazos, preços e as cláusulas contratuais praticados são negociados bilateralmente entre compradores e geradores de energia.

Portanto, os preços desse mercado quase sempre são determinados em uma faixa entre o preço praticado no mercado regulado e o preço do mercado de curto prazo. O preço praticado no mercado livre tem volatilidade superior ao do preço regulado e ao mesmo tempo uma volatilidade inferior ao do preço *spot*.

Contratos celebrados com prazo inferior a 2 anos tendem a refletir os preços praticados no Mercado de Curto Prazo (PLD). Já contratos com duração maior que 2 anos tendem a refletir os preços praticados nos leilões do mercado regulado com um prêmio de risco (PANTOJA, 2013; DALBEM, GOMES e BRANDÃO, 2014a). Em outras palavras, os preços do mercado livre flutuam em torno do preço praticado no mercado regulado.

Em suma, o preço praticado no Mercado de Curto Prazo (PLD) é dado a partir de cálculos matemáticos-computacionais que levam em conta inúmeras variáveis do sistema hídrico-térmico brasileiro. Já o mercado regulado tem seu preço determinado por meio de leilão e caracteriza-se por ser fixo e reajustado anualmente pela inflação. Por último, o mercado livre tem seu preço variando entre o preço do mercado regulado e o PLD, sendo o prazo desses contratos o fator determinante de quão próximo do preço de um ou de outro mercado será o preço no ACL.

3 SIMULAÇÃO E CASO BASE

Os processos estocásticos podem ser representados sob a probabilidade de risco real ou sob a medida neutra ao risco.

A “troca” do processo estocástico da medida de risco real para um processo de medida neutra ao risco (medida Q)³⁷ faz com que o valor futuro descontado de um derivativo possa ser encontrado pelo uso da taxa livre de risco (r), ou seja, o valor presente é encontrado a partir do desconto pela taxa livre de risco.

A Figura 12 mostra de forma esquemática o mecanismo existente entre a medida de risco real e a medida equivalente.

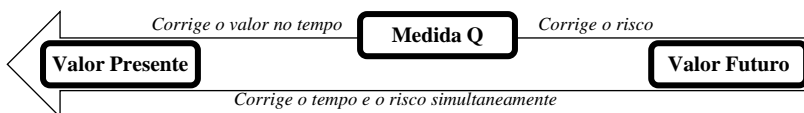


Figura 12 – Maneiras de calcular o valor presente.

Fonte: Adaptado de Dias (2014a).

Quando o processo estocástico encontra-se escrito sob a medida Q , ele já se encontra corrigido pelo risco e resta apenas a correção pela taxa livre de risco. Já na medida real de risco, o processo tem que ser corrigido, simultaneamente, pelo prêmio de risco e pela taxa livre de risco.

Ao escrever um processo sob a medida neutra de risco, tem-se a certeza de que o processo já foi corrigido pelo prêmio de risco e a única possibilidade de “ganho” é a própria taxa livre de risco.

Dias (2014b) afirma que processos estocásticos em medida de risco real podem não representar bem a incerteza, gerando assim resultados duvidosos e até problemáticos.

Ao mudar a medida de probabilidade (real para neutra) há uma “penalização” dos retornos, já que na medida real de probabilidade o ativo rende a taxa livre de risco (r) mais o prêmio de risco (π). Entretanto, a mudança de probabilidade mantém as propriedades do processo estocástico e facilita a valoração dos derivativos, já que os investidores tornam-se indiferentes entre escolher o ativo livre de risco ou o ativo arriscado, já que o retorno é o mesmo (r) para ambos.

³⁷ Medida neutra ao risco, (também chamada de uma medida de equilíbrio, ou medida equivalente de martingale), é uma medida de probabilidade de tal forma que cada preço do ativo é exatamente igual à expectativa de retorno futuro descontado pela taxa livre de risco. Tal medida existe se e somente se o mercado é completo e livre de arbitragem.

A característica de “penalização” do movimento, uma vez que esse encontra-se em medida neutra ao risco, fica clara na comparação entre um MGB em medida real e o mesmo na medida neutra ao risco, como pode ser visto no Gráfico 5.

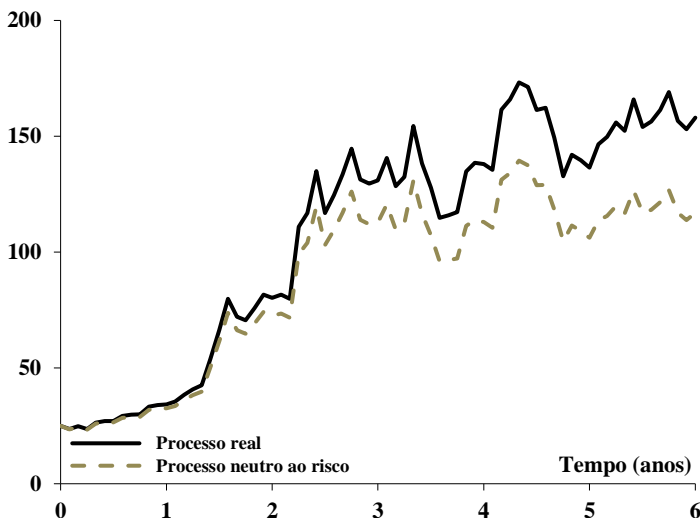


Gráfico 5 – MGB real versus MGB neutro ao risco.

Fonte: Adaptado de Dias (2014b).

Apesar de um movimento estar sendo penalizado e o outro não, os dois movimentos terão valor presente iguais, pois o movimento sob medida de risco real deve ser descontado pelo prêmio de risco (π) mais a taxa livre de risco (r), enquanto o processo sob medida Q deve ser descontado apenas pela taxa livre de risco (r) já que o movimento foi “penalizado” no início.

A ideia de medida equivalente de martingale (medida neutra ao risco) fecha o conjunto de premissas importantes para a valoração/apreçamento de opções reais levantadas na seção 2.4.³⁸ Assim, tem-se dois teoremas fundamentais para valoração/apreçamento de opções reais (DIAS, 2014b).

Teorema 1: A existência de alguma medida neutra de risco (equivalente de martingale) é igual à ausência de arbitragem.

³⁸ Fica a sugestão de uma releitura dessa seção para o melhor entendimento.

Teorema 2: Quando a medida equivalente de *martingale* é única para cada ativo, então diz-se que o mercado é completo.

Um mercado livre de arbitragem é aquele que tem ao menos uma medida equivalente de martigale. Já um mercado completo é aquele que tem apenas uma única medida equivalente de martingale para cada ativo. Logo, a valoração de opções reais considera um mercado completo, sem arbitragem e apenas uma medida neutra de risco para cada um dos ativos desse mercado.³⁹

Processos estocásticos em medida neutra ao risco são utilizados em simulações computacionais para valoração de derivativos financeiros e opções reais.

Portanto, o uso de simulação de Monte Carlo para a projeção futura das incertezas do projeto faz com que seja necessário primeiro transformar o processo estocástico da medida real de probabilidade para a medida neutra e depois discretizar os processos usados nessa pesquisa um a um. Assim, no próximo tópico, os processos estocásticos dessa pesquisa são apresentados em sua forma discreta e neutra ao risco.

3.1 DISCRETIZAÇÃO DOS PROCESSOS ESTOCÁSTICOS

Todos os processos estocásticos usados nas simulações precisam ser discretizados sob a medida neutra de risco. Assim, é necessário relembrar a Equação (2) e sua relação com alguns conceitos.

Como já foi levantado na Seção 2.1, o retorno esperado de um investimento pode ser expresso pela fórmula do CAPM. Uma outra maneira de explicitar o retorno total (μ) de um ativo/investimento pode ser pela soma da taxa de ganho de capital ou crescimento (α) com a taxa de distribuição de dividendos ou de fluxo de caixa (δ).

$$\mu = \alpha + \delta \quad (24)$$

Então, pode-se relacionar a Equação (24) com a Equação (2) do CAPM.

$$\alpha + \delta = r + \pi$$

³⁹ A junção dos conceitos de mercado completo, não arbitragem e medida equivalente de martingale foram desenvolvidos por Harrison e Kreps (1979) , Harrison e Pliska (1981) e Harrison e Pliska (1983). A teoria de martingale é um ramo da estatística que é extremamente avançado e não cabe para essa pesquisa o desenvolvimento dessa temática.

$$\alpha - \pi = r - \delta$$

A tendência de crescimento (α) penalizada pelo prêmio de risco (π) é igual a taxa livre de risco (r) menos a taxa de dividendos (δ) (fluxo de caixa).

O termo $\alpha - \pi$ é chamado de tendência neutra ao risco e, obviamente, o termo $r - \delta$ também tem a mesma nomenclatura.

A partir da interrelação entre a fórmula do CAPM e da equação de retorno total de um investimento, pode-se escrever as equações discretas dos processos estocásticos sob medida neutra de risco.

A equação discreta sob a medida neutra de risco de um processo estocástico que segue um MGB descrito na Equação (8) é dada pela seguinte expressão:

$$X_t = X_{t-1} \exp \left[\left(\alpha - \pi - \frac{1}{2} \sigma^2 \right) \Delta t + \sigma N(0,1) \sqrt{\Delta t} \right] \quad (25)$$

Sendo:

- X_t = preço no instante t ;
- X_{t-1} = preço com um período de defasagem;
- α = tendência ou “*drift*”;
- π = prêmio de risco;
- σ = volatilidade;
- Δt = intervalo de tempo.

Já a equação do MRM (O-U) do modelo 1 de Schwartz, sob a medida neutra de risco e discreta, presente na Equação (12) é a seguinte:

$$X_t = \exp \left\{ \ln[X_{t-1}] e^{-\eta \Delta t} + \left[\ln \bar{X} - \frac{\sigma^2}{2\eta} - \frac{\mu - r}{\eta} \right] (1 - e^{-\eta \Delta t}) + \sigma \sqrt{\frac{1 - e^{-2\eta \Delta t}}{2\eta}} N(0,1) \right\} \quad (26)$$

Sendo:

- X_t = preço no instante t ;
- X_{t-1} = preço com um período de defasagem;
- \bar{X} = preço de equilíbrio no longo prazo;
- $\frac{\mu - r}{\eta}$ = prêmio de risco normalizado;
- η = velocidade de reversão à média;
- σ = volatilidade;

Δt = intervalo de tempo.

Para a Equação (16) do MRM-T (tendência), a equação discreta sob a medida neutra de risco desse processo é dada pela seguinte equação:

$$P_t = \exp \left[Y_{t-1} e^{-\eta \Delta t} + C_{t-1} + c \Delta t - (1 - e^{-\eta \Delta t}) \frac{\mu - r}{\eta} + \sigma \sqrt{\frac{1 - e^{-2\eta \Delta t}}{2\eta}} N(0,1) \right] \quad (27)$$

Sendo:

P_t = preço no instante t ;

Y_{t-1} = ln do preço com um período de defasagem;

C_{t-1} = tendência com um período de defasagem

c = tendência de C_t ;

$\frac{\mu - r}{\eta}$ = prêmio de risco normalizado;

η = velocidade de reversão à média;

σ = volatilidade;

Δt = intervalo de tempo.

Fontoura, Brandão e Gomes (2015) na modelagem de MRM-Saltos sob a medida neutra de risco,⁴⁰ fazem uma pequena alteração na Equação (22) com o intuito de evitar saltos negativos⁴¹, conforme pode ser visto na sua forma discreta:

$$X_t = \exp \left\{ \ln[X_{t-1}] e^{-\eta \Delta t} + \left[\ln \bar{X} - \frac{\sigma^2}{2\eta} - \frac{\mu - r}{\eta} \right] (1 - e^{-\eta \Delta t}) + \sigma \sqrt{\frac{1 - e^{-2\eta \Delta t}}{2\eta}} N(0,1) \right\} + \text{Ln}(\bar{k}, \gamma) \because (u_i < \Phi \Delta t) \quad (28)$$

Sendo:

X_t = preço no instante t ;

X_{t-1} = preço com um período de defasagem;

\bar{X} = preço de equilíbrio no longo prazo;

⁴⁰ Só é possível assumir que existe uma medida neutra de risco se os saltos são não correlacionados com o mercado. Caso contrário, é impossível tal determinação. Assim, é assumido que os saltos são não correlacionados com o mercado para essa pesquisa.

⁴¹ Trocou-se a distribuição normal por uma distribuição lognormal.

$\frac{\mu-r}{\eta}$ = prêmio de risco normalizado;

η = velocidade de reversão à média;

σ = volatilidade;

Δt = intervalo de tempo;

\bar{k} = média do tamanho dos saltos;

γ = desvio padrão da proporção dos saltos;

Φ = frequência dos saltos;

u_i = distribuição uniforme de probabilidade entre 0 e 1.

A presente pesquisa, após alguns testes de calibragem do modelo, adotou uma outra modificação no modelo da Equação (22). Ao invés de realizar o procedimento proposto por Fontoura, Brandão e Gomes (2015), optou-se por uma distribuição uniforme entre os saltos mínimo e máximo da série de saltos identificados em toda a série e a distribuição de probabilidade de ocorrência dos saltos segue uma distribuição de Poisson.

Assim, a Equação (28) é a forma discreta da equação usada na pesquisa para a descrição das possíveis trajetórias do preço da eletricidade.

$$X_t = \exp \left\{ \ln[X_{t-1}] e^{-\eta \Delta t} + \left[\ln \bar{X} - \frac{\sigma^2}{2\eta} - \frac{\mu-r}{\eta} \right] (1 - e^{-\eta \Delta t}) + \sigma \sqrt{\frac{1-e^{-2\eta \Delta t}}{2\eta}} N(0,1) \right\} + U(k, \gamma) \quad \therefore (u_i < \Phi \Delta t) \quad (29)$$

Sendo:

X_t = preço no instante t ;

X_{t-1} = preço com um período de defasagem;

\bar{X} = preço de equilíbrio no longo prazo;

$\frac{\mu-r}{\eta}$ = prêmio de risco normalizado;

η = velocidade de reversão à média;

σ = volatilidade;

Δt = intervalo de tempo;

k = tamanho mínimo dos saltos;

γ = tamanho máximo dos saltos;

Φ = frequência dos saltos;

u_i = distribuição de Poisson.

Agora que já ficou elucidado os processos estocásticos e a apresentação de suas funções discretas para posterior simulação das

incertezas de mercado, faz-se oportuna a apresentação das técnicas que serão utilizadas para a simulação das incertezas técnicas.

3.2 SIMULAÇÃO DAS INCERTEZAS TÉCNICAS

As incertezas técnicas não são o principal tema dessa pesquisa nem ao menos da maioria dos pesquisadores de teoria de opções reais.

A maior parte dos autores foca seus estudos na problemática das incertezas de mercado, já que dados estatísticos de mercado são de livre acesso ou até mesmo muito baratos. Já as incertezas técnicas exigem que o pesquisador tenha um conhecimento mais próximo do objeto de pesquisa e/ou incorra em gastos relativamente elevados para a aquisição de informações a respeito das incertezas técnicas. Assim, muitas vezes, as incertezas técnicas são representadas por distribuições de probabilidades, funções de densidades etc. conhecidas da estatística.

Com relação às incertezas técnicas da presente pesquisa, pode-se levantar ao menos duas importantes incertezas dessa categoria: a) distribuição de frequência dos ventos e, b) a irradiação solar na região.

Reuter *et al.* (2012) estudam a viabilidade econômica de usinas eólico-hídricas na Noruega e Alemanha considerando que o fator de capacidade de geração de energia a partir da fonte eólica segue uma distribuição normal. Entretanto, a distribuição de probabilidade mais comum para caracterizar a incerteza técnica a respeito da distribuição de frequência dos ventos é a distribuição de Weibull, como pode ser observado nos trabalhos de (MARTINEZ-CESENA e MUTALE, 2012; HU e SOLANA, 2013; MONJAS e BALIBREA, 2013; KRONIGER e MADLENER, 2014; MONJAS e BALIBREA, 2014; KAYAL e CHANDA, 2015; MONJAS e BALIBREA, 2015).

É padrão na literatura que o regime de ventos é melhor representado pela distribuição Weibull. Mas, é necessário verificar qual distribuição de probabilidade é mais adequada para caracterizar a frequência de ventos da região de estudo (ABDULKARIM, ABDELKADER e MORROW, 2015).

Com relação à irradiação solar, pode-se proceder da mesma maneira, ou seja, verificar qual distribuição de probabilidades mais se adequa à distribuição de frequência da região em estudo, porém não foi essa a abordagem adotada em toda a pesquisa e será detalhada adiante.

Abdulkarim, Abdelkader e Morrow (2015) compararam as distribuições Beta, Gamma, Logística, Lognormal e Weibull para a irradiação solar na Nigéria e no nordeste da Irlanda e constataram que a

distribuição Beta tem melhor resultado. A distribuição Beta também foi a mesma utilizada no trabalho de Kayal e Chanda (2015).

3.3 CASOS – PROJETOS HIPOTÉTICOS

Os projetos hipotéticos utilizados nessa pesquisa são baseados nos resultados dos leilões realizados pelo governo brasileiro entre dezembro de 2013 e setembro de 2016 em que a fonte eólica e/ou fotovoltaica estiveram presentes (6º LER⁴², 7º LER, 8º LER, 3º LFA⁴³, 18º LEN⁴⁴, 19º LEN, 20º LEN e 22º LEN) e em dados de outros trabalhos acadêmicos.

Os leilões contaram com 227 projetos eólicos, sendo que 95 desses projetos no estado da Bahia. Já a fonte fotovoltaica contou com 94 projetos e o estado da Bahia recebeu 32 desses projetos. Tanto para a geração eólica, quanto para a geração fotovoltaica, o estado da Bahia e o submercado do Nordeste foram os que mais receberam projetos nos últimos leilões, mostrando a forte integração entre essas duas fontes e a vocação da região para energia alternativa renovável.

Os projetos hipotéticos são baseados em projetos que têm a Bahia como estado destino e a partir desses dados é que se montou os projetos hipotéticos base.

A pesquisa trabalhou com valores monetários em dólar (US\$) com a cotação da moeda americana do dia do leilão, ou seja, cada projeto presente nos leilões acima mencionados tiveram seus valores convertidos em dólar. Essa medida de conversão monetária é justificada graças aos principais custos dos projetos (aerogeradores e painéis fotovoltaicos) serem materiais importados e a partir dessa conversão é possível trabalhar com valores mais próximos da realidade sem a interferência das variações cambiais e inflacionárias de todo esse período.

Como pode ser visto na Figura 13, independentemente da data do leilão, o preço de venda da energia dos empreendimentos é praticamente o mesmo, em dólar americano, para a fonte eólica.

⁴² Leilão de Energia de Reserva.

⁴³ Leilão de Fontes Alternativas.

⁴⁴ Leilão de Energia Nova.

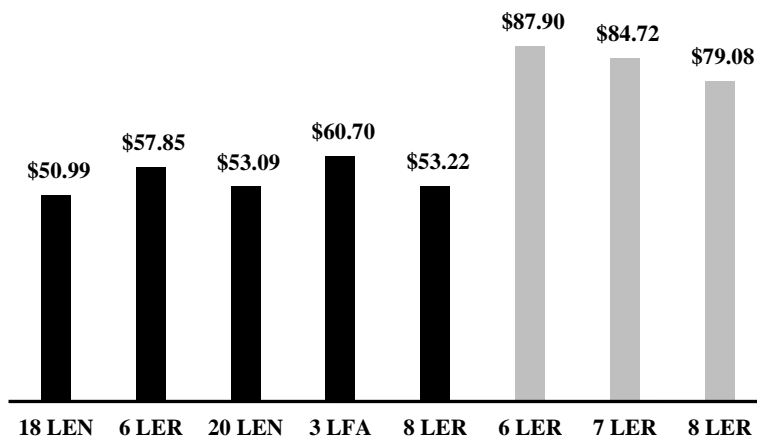


Figura 13 – Preço de venda da energia elétrica em dólar (US\$).

Fonte: Elaborado pelo autor.

Pode-se constatar que o preço da energia eólica (barras pretas) tem seu valor médio⁴⁵ por volta de US\$ 53,26. Já o preço da energia fotovoltaica (barras cinzas) ainda não encontrou seu preço médio de longo prazo e mostra uma tendência de queda com o passar dos anos, muito provavelmente devido ao avanço da tecnologia presente nos painéis fotovoltaicos. Entretanto, o preço médio praticado pelos projetos de energia fotovoltaica gravita em torno de US\$ 85,06.

A partir das informações supracitadas, temos dois projetos hipotéticos com capacidade instalada de 30 MW cada, um eólico chamado de “Wind” e um fotovoltaico chamado de “PV”.

O Quadro 3 traz as principais características de cada um dos projetos hipotéticos que são alvos da pesquisa.

⁴⁵ O preço médio da energia eólica foi a partir da média de todos os projetos presentes em todos os leilões e não somente a partir da média de cada leilão. O mesmo se aplica para o preço médio da energia fotovoltaica.

	Wind	PV
Investimento (US\$)	32,666,932.59	39,856,230.00
Potência Instalada (MW)	30	30
US\$ Invest/Pot. (MW)	1,088,897.75	1,328,541.00
Total de Horas	175,200	175,200
Preço de Venda (US\$/MWh)	53.26	85.06
Custos Operacionais e Administrativos	Arrendamento (% x Receita): 1.5% *	
	Seguro (% x Investimento): 0.6% a.a.*	
	Desp. ADM (% x Receita): 0.5% *	
Despesas Financeiras	70% do investimento via BNDES*. 4% a.a. real	
	30% do investimento via capital** próprio. 10% a.a. real	
	WACC: 6% a.a. real	

*Pantoja (2013).

**Dalbem, Gomes e Brandão (2014a).

Quadro 3 – Principais premissas para o fluxo de caixa.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Outras premissas são adotadas para a avaliação dos projetos hipotéticos, tais como:

- Todos os impostos e deduções fiscais são desconsiderados e alguns custos de operação são ignorados.
- A depreciação dos projetos é linear e os mesmos têm valor residual igual a zero no final do prazo de operação dos projetos.
- Os custos operacionais, administrativos e financeiros listados acima são considerados os mesmos independente do tipo de fonte da energia para que seja possível realizar alguns arranjos híbridos de geração de energia, ou seja, não há distinção de alíquotas quanto ao tipo de projeto nem ao volume financeiro necessário.
- As taxas de juros são reais e todos os valores são livres de inflação.
- O horizonte de tempo dos projetos é de 20 anos e todos os anos têm o mesmo tamanho (365 dias cada), totalizando 175.200

horas. Nos projetos com base de cálculo semanal, cada ano tem 51 semanas de 7 dias (168 horas) e uma última semana de 8 dias (192 horas). Assim, os anos têm 52 semanas cada, porém com tamanhos diferentes.⁴⁶

- f) Os projetos não têm risco de quantidade, ou seja, vendem somente o que produzem sem necessidade de entrega de quantidade fixa.

Receita	Energia produzida por ano ⁴⁷ x Preço de Venda
Custo adm	Arrendamento + Seguro + Desp. Adm
Custo fin	4% x (70% x Invest.)

Quadro 4 – Esquema da função fluxo de caixa anual.

Fonte: Elaborado pelo autor.

O fluxo de caixa de cada projeto é dado pela Equação (29).

$$FC = R_{total} - C_{Adm} - C_{Fin} \quad (30)$$

Sendo:

FC = Fluxo de caixa;

R_{total} = Receita Total;

C_{Adm} = Custos operacionais e administrativos;

C_{Fin} = Despesa financeira.

A seguir são levantadas as estratégias de comercialização da energia produzida e os possíveis arranjos produtivos.

3.3.1 Estratégia 1 – Projetos sem Flexibilidade Operacional (sem OR)

- Implantação de um projeto “Wind” com a venda de 100% da energia gerada por um preço fixo no ACL e com apenas a incerteza quanto ao regime de ventos, ou seja, um projeto sem flexibilidade operacional (sem OR).
- Implantação de um projeto “PV” com a venda de 100% da energia gerada por um preço fixo no ACL e com apenas a

⁴⁶ Os anos bissextos poderiam ser considerados e acrescentariam mais 5 dias em todo o tempo do projeto, porém não fariam diferença significativa nos resultados finais.

⁴⁷ A quantidade varia conforme os ventos da região e a irradiação solar.

incerteza quanto à irradiação solar, ou seja, um projeto sem flexibilidade operacional (sem OR).

- c) Implantação de um projeto “Wind+PV” com um total de 60MW, com a venda de 100% da energia gerada por um preço fixo no ACL e com duas incertezas técnicas (ventos e irradiação solar), ou seja, um projeto sem flexibilidade operacional (sem OR).

No caso das incertezas técnicas presentes nesses projetos, são realizadas simulações de distribuição de frequência conhecidas para o regime de ventos e uso de modelos neurais autorregressivos para irradiação solar, ou seja, os valores resultantes de cada uma das simulações dos ventos e da previsão futura de irradiação solar são contabilizados no intuito de calcular um possível NPV e, ao final de determinado número de simulações, será possível determinar o valor presente líquido probalístico de cada um dos projetos em análise.

Todos os três projetos acima são projetos com avaliação feita pelo método do valor presente líquido probabilístico. Em outras palavras, o NPV encontrado é um valor não exato, mas sim um valor esperado dentro de determinado intervalo de confiança. Alguns autores chamam de valor presente líquido em condição de risco ou valor presente líquido em condição de incerteza.

As próximas estratégias têm mais incertezas que a anterior e as flexibilidades operacionais (opções reais).

3.3.2 Estratégia 2 – Projetos com Opção Real de Troca.

- a) Implantação de um projeto “Wind” com a venda garantida de 50% da energia gerada por um preço fixo no ACL e os demais 50% podendo ser vendidos no mercado de curto prazo, ou seja, pode-se tomar a decisão de vender os demais 50% no ACL ou exercer a opção de troca e comercializar no mercado de curto prazo. Assim, o projeto passa a ter uma incerteza técnica (regime dos ventos) e uma incerteza de mercado (preço *spot* da energia elétrica).
- b) Implantação de um projeto “PV” com a venda garantida de 50% da energia gerada por um preço fixo no ACL e os demais 50% podendo ser vendidos no mercado de curto prazo, ou seja, pode-se tomar a decisão de vender os demais 50% no ACL ou exercer a opção de troca e comercializar no mercado de curto prazo. Assim, o projeto passa a ter uma incerteza técnica

(irradiação solar) e uma incerteza de mercado (preço *spot* da energia elétrica).

- c) Implantação de um projeto “Wind+PV” com um total de 60MW, com a venda garantida de 50% da energia gerada por um preço fixo no ACL e os demais 50% podendo ser vendidos no mercado de curto prazo, ou seja, pode-se tomar a decisão de vender os demais 50% no ACL ou exercer a opção de troca e comercializar no mercado de curto prazo. Assim, o projeto passa a ter duas incertezas técnicas (regime dos ventos e irradiação solar) e uma incerteza de mercado (preço *spot* da energia elétrica).

Essa estratégia também utiliza o valor presente líquido probabilístico, porém há o exercício ou não de uma opção de troca (*switch output*) no momento da comercialização de parte da energia gerada. Em outras palavras, há uma opção de troca de produto no momento da comercialização da energia elétrica produzida cujo gerador pode escolher entre comercializar 50% da energia como um produto de ACL ou como um produto de Mercado de Curto Prazo. Assim, o gerador tem o direito, mas não a obrigação de comercializar parte da energia gerada (50%) no mercado que for economicamente mais atraente.

O mercado de curto prazo tem seu preço simulado a partir de dois processos estocásticos difentes: MRM (O-U) e MRM-Saltos. Dessa forma, a estratégia 2 tem dois resultados diferentes devido aos dois processos estocásticos adotados na simulação dos preços futuros da energia elétrica.

Cabe destacar ainda que os preços da energia elétrica são simulados em reais (R\$) para que a variabilidade da série seja preservada e logo após ocorre a conversão dos preços à taxa de câmbio fixo. Essa medida busca não alterar a variabilidade/volatilidade dos preços e equalizar com a moeda base dos projetos (dólar americano).

3.3.3 Estratégia 3 – Projetos com Opção Real de Espera.

- a) Implantação de um projeto “Wind” com a venda de 100% da energia gerada por um preço fixo no ACL e com incertezas quanto ao regime de ventos, à tecnologia usada e às políticas públicas de energia alternativa renovável, ou seja, o investidor tem a opção de esperar até que tenha maior conhecimento das variáveis antes de decidir investir no projeto.

- b) Implantação de um projeto “PV” com a venda de 100% da energia gerada por um preço fixo no ACL e com incertezas quanto à irradiação solar, à tecnologia usada⁴⁸ e às políticas públicas de energia alternativa renovável, ou seja, o investidor tem a opção de esperar até que tenha maior conhecimento das variáveis antes de decidir investir no projeto.
- c) Implantação de um projeto “Wind+PV” com um total de 60MW, com a venda de 100% da energia gerada por um preço fixo no ACL e com incertezas quanto ao regime de ventos, à irradiação solar, à tecnologia usada e às políticas públicas de energia alternativa renovável, ou seja, o investidor tem a opção de esperar até que tenha maior conhecimento das variáveis antes de decidir investir no projeto.

Essa estratégia busca verificar o valor existente na opção de espera para investir em um dos possíveis empreendimentos. A opção de espera é anterior a opção de troca presente nas demais estratégias. Assim, há um comparativo entre o projeto com a opção de espera (estratégia 3) e o projeto sem nenhuma opção (estratégia 1).

Outro detalhe importante é a técnica utilizada na valoração da opção de espera e o processo estocástico do ativo subjacente à opção (projeto). Conforme salientado por Hull (2015), quando o pesquisador não tiver acesso aos dados e/ou até mesmo esses não forem confiáveis, é melhor/prudente assumir a hipótese de que as variáveis seguem um movimento geométrico browniano (MGB). Assim, para valorar a opção de espera dos projetos presentes na estratégia 4 foi considerado que valor futuro do projeto segue um MGB e o método de valoração/apreçamento dessa opção é a abordagem binomial.

A opção de espera, quase sempre, tem um tempo de expiração, ou seja, o decisor tem um determinado tempo para exercer seu direito e, caso não exerça, ele perde essa oportunidade. Assim, em conformidade com os resultados dos leilões que foram base dos projetos hipotéticos e com Dalbem, Gomes e Brandão (2014a), a opção de espera tem um tempo máximo de 3 anos para que seja exercida ou não a opção de investir.

⁴⁸ Para a energia fotovoltaica é muito mais impactante, pois há grandes oportunidades de melhoria tecnológica por parte dos painéis fotovoltaicos. No caso da energia eólica, pode-se dizer que a tecnologia já é consolidada e que há pouco espaço para grandes inovações.

4 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS E ANÁLISE ESTATÍSTICA

A pesquisa de opções reais tem por essência o uso de técnicas estatísticas e de cálculos estocásticos para a resolução de seus problemas. O emprego dessas ferramentas juntamente com simulações de Monte Carlo foram fundamentais para o alcance dos objetivos dessa pesquisa.

Os principais softwares utilizados foram o R (2016) e o @Risk da Palisade. Entretanto, outros softwares também foram utilizados durante a execução da pesquisa como apoio aos seus principais softwares, tais como: Microsoft Excel® e Microsoft Word®.

Como já dito na seção 1.3, o local físico escolhido para a coleta de dados meteorológicos necessários para a execução da pesquisa foi a cidade de Bom Jesus da Lapa no interior da Bahia. A cidade conta com algumas usinas em construção/operação tanto de energia eólica quanto de energia solar fotovoltaica. Bom Jesus da Lapa e região têm grande potencial para a implantação de usinas híbridas eólico-fotovoltaica também.

A Figura 14 confirma a tese de que a cidade e região têm vocação para usinas híbridas eólico-fotovoltaica como pode ser visto. A região apresenta elevada irradiação solar (porção laranja) e, ao mesmo tempo, tem grande potencial eólico (manchas lilás, roxa e vermelha).

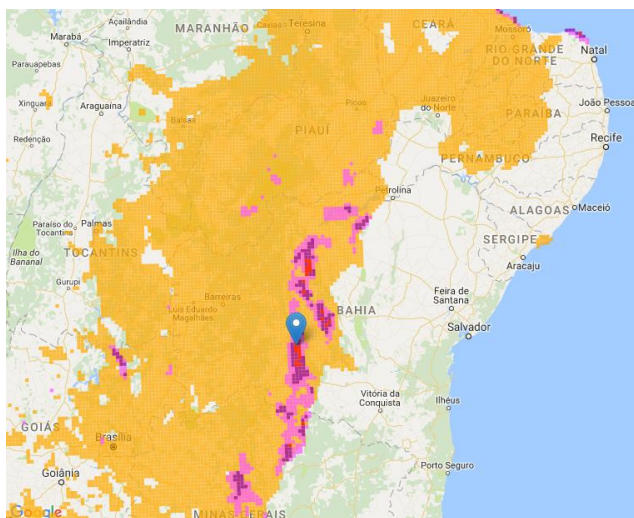


Figura 14 – Mapa de irradiação solar e vento.
Fonte: Nrel (2016).

Os dados referentes à irradiação solar direta de Bom Jesus da Lapa foram coletados no site do SWERA⁴⁹. Esses dados são horários e do período de janeiro de 1991 até dezembro de 2001.

Ahmad, Anderson e Lie (2015) utilizam modelos de redes neurais não-lineares para prever a irradiação solar numa projeção de 24 horas. A mesma abordagem é usada por Benmouiza e Cheknane (2016) em comparação com modelo autorregressivo de média móvel (ARMA)⁵⁰.

A distribuição beta mostrou-se uma boa maneira de representar a frequência da irradiação solar na Nigéria e no Nordeste da Irlanda (ABDULKARIM, ABDELKADER e MORROW, 2015).

A Figura 15 apresenta a série horária de irradiação solar direta de um ano meteorológico típico (TMY)⁵¹ e foi utilizado para valorar projetos que tem a fonte fotovoltaica.

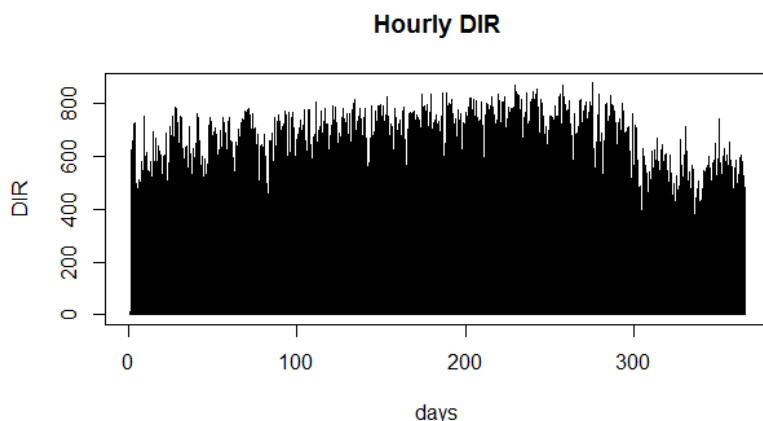


Figura 15 – Irradiação direta horária de um TMY.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Já a série de medições dos ventos na região de aplicação do projeto foi conseguido através de um software especializado do setor de energia eólica. O estudo dos ventos foi realizado de janeiro de 2006 a dezembro de 2015 com medições horárias e diárias a uma altura de 120 metros.

⁴⁹ *Solar and Wind Energy Resource Assessment*

⁵⁰ *Autoregressive moving average model* – em inglês.

⁵¹ *Typical Meteorological Year* – em inglês. Variáveis climáticas mudam significativamente de ano para ano, assim, a geração de um Ano Meteorológico Típico é importante para representar um longo período. Nesse caso, foi utilizado a média horária histórica de 20 anos de registros para formular um ano meteorológico típico de irradiação solar direta.

A Figura 16 apresenta a frequência horária da velocidade dos ventos na região e foi utilizada para valorar os projetos que usam o regime de ventos.

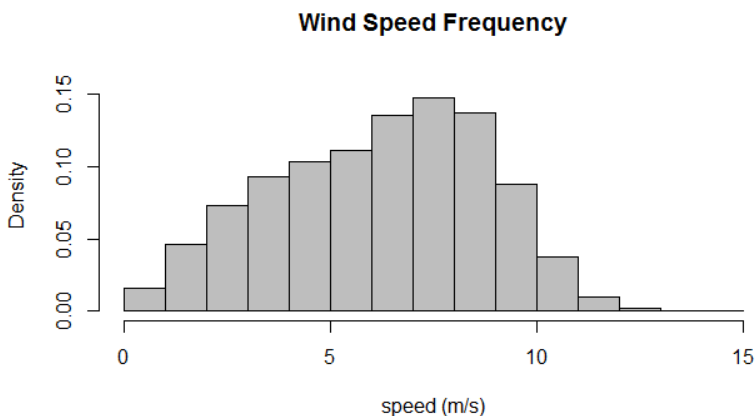


Figura 16 – Histograma dos ventos.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para o preço da energia elétrica foi utilizada a série de preços do PLD médio no submercado Nordeste, em base semanal, para a modelagem dos preços de comercialização da energia elétrica. O período selecionado foi de março de 2002 até dezembro de 2016.

Importante salientar que a série de preços do PLD é mais longa do que o período selecionado e a escolha de um período posterior à crise de racionamento energético no início dos anos 2000 foi devido à “contaminação” da série de preços com valores extremos no momento de crise energética. Cabe destacar ainda que todos os preços foram deflacionados pelo IPCA/IBGE (Índice de Preços ao Consumidor Amplo que é calculado em base mensal pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística) que corresponde ao índice de reajuste da energia produzida no Brasil. Por último, como a série do PLD e a série do IPCA não possuem a mesma periodicidade, optou-se por deflacionar os preços semanais a partir do IPCA correspondente ao de mesmo mês que o registro semanal, por exemplo: os PLDs da primeira à quarta semana de março de 2002 foram deflacionados pelo IPCA de março de 2002.

A Figura 17 apresenta a série de preços semanais com os valores nominais e deflacionados pelo IPCA mensal correspondente.

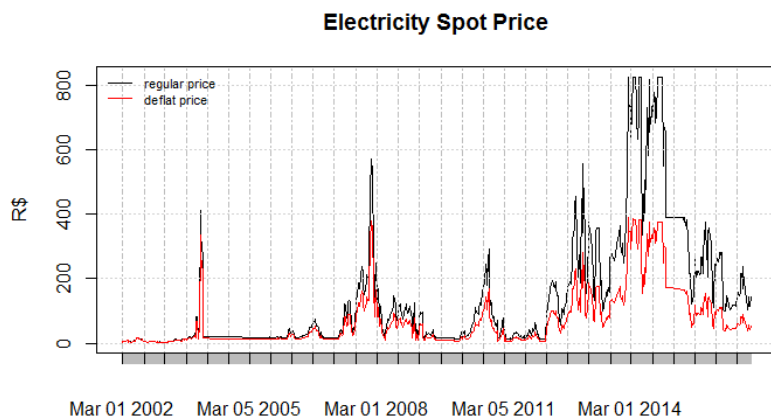


Figura 17 – Preço *spot* da energia elétrica.

Fonte: Adaptado de Ccee (2016).

Algumas análises estatísticas precisam ser realizadas para que se determine o processo estocástico mais adequado para a representação da incerteza de mercado (preço – PLD), a distribuição de probabilidades que melhor representa a frequência dos ventos (incerteza técnica) e o modelo que melhor caracteriza a irradiação solar (incerteza técnica) para valorar os projetos hipotéticos descritos na seção 3.3.

4.1 ANÁLISE E ESTIMAÇÃO DE PARÂMETROS

Apesar da bibliografia já citada neste trabalho evidenciar que o MRM e suas derivações (MRM-T e MRM-Saltos) são os melhores processos estocásticos para representarem o comportamento dos preços da energia elétrica e de grande parte das *commodities*, mesmo assim, é necessário descartar o MGB como possível processo estocástico.

Um dos testes estatísticos mais comuns para a determinação do processo estocástico que melhor representa uma variável ao longo do tempo é o teste da raiz unitária, também conhecido como teste de Dickey-Fuller (Bastian-Pinto, Brandão e Alves, 2010; Ozório, Bastian-Pinto e Brandão, 2012; Dias, 2014b; Bastian-Pinto, Brandão e Ozorio, 2016).

Esse teste consiste em aplicar uma regressão linear por mínimos quadrados e verificar se a hipótese nula ($b = 1$) pode ou não ser rejeitada. Caso a hipótese nula se confirme, então a série tem raiz unitária e segue

um MGB, do contrário o MGB pode ser descartado como o melhor processo estocástico para a variável em análise.

Ao realizar a regressão na Equação (30) descrita na série de valores deflacionados do PLD para o período de março de 2002 a dezembro de 2016, obtêm-se os valores no Quadro 5.

$$\ln P - \ln P_{t-1} = a + (b - 1)\ln P_{t-1} + \varepsilon_t \quad (31)$$

Parâmetro	Valor
a	0.1217453
$(b - 1)$	-0.0333098
b	0.9666902
Estatística t para $(b - 1)$	-3.6983
Valor - p	0.0009337
Erro padrão	0.3076
Valor crítico do teste t (Nível de Significância 1%)	-3.43

Quadro 5 – Resultados da regressão linear do PLD deflacionado.⁵²
Fonte: Elaborado pelo autor.

O coeficiente $(b - 1)$ obtido na regressão linear foi de -0.0333098 e a estatística t foi de -3.6983. A partir do valor crítico para um nível de significância de 1% para infinitas observações ser de -3,43, pode-se rejeitar a hipótese nula, uma vez que -3.6983 é menor que -3,43. Logo, há fortes indícios de que a série temporal dos preços da energia não segue o MGB, indicando um movimento autoregressivo.

Dessa forma, a escolha do MRM como processo estocástico para representar os preços da energia elétrica é mais coerente.

Quando a variável segue um processo estocástico de reversão à média, então pode-se dizer que a regressão linear é o melhor método para a estimação dos parâmetros do modelo (OZÓRIO, BASTIAN-PINTO e BRANDAO, 2012; DIAS, 2014b; FONTOURA, BRANDÃO e GOMES, 2015; BASTIAN-PINTO, BRANDÃO e OZORIO, 2016).

A seguir, a Equação (15) pode ser escrita em sua forma discreta como:

$$P_t - P_{t-1} = \bar{P}(1 - e^{-\eta\Delta t}) + (e^{-\eta\Delta t} - 1)P_{t-1} \quad (32)$$

⁵² A série do PLD tem 781 observações.

Ao substituir os termos $P_t = \ln P_t$ e $\bar{P} = \ln \bar{P} - \sigma^2/2\eta$ e reordenando a equação, temos:

$$\ln P_t - \ln P_{t-1} = \boxed{(\ln \bar{P} - \sigma^2/2\eta)(1 - e^{-\eta\Delta t})} + \boxed{(e^{-\eta\Delta t} - 1)\ln P_t} \quad (33)$$

Sendo que o termo dentro da caixa de linha contínua é igual ao termo a da Equação (30) e o termo dentro da caixa de linha tracejada pode ser visto como o termo $(b - 1)$.

Então, pode-se estimar a velocidade de reversão η como:

$$\eta = -\ln b \cdot N \quad (34)$$

Sendo que N^{53} é a quantidade de dados em um ano. Já a volatilidade é estimada a partir da Equação (34) em que σ_ε é o erro da regressão linear.

$$\sigma = \sigma_\varepsilon \sqrt{N} \sqrt{\frac{2\ln b}{b^2 - 1}} \quad (35)$$

Na Equação (15) o termo \bar{x} foi substituído por $\ln \bar{P}$, em que:

$$\bar{x} = \ln \bar{P} - \frac{\sigma^2}{2\eta} \quad (36)$$

e

$$\bar{x} = \frac{a}{1-b} \quad (37)$$

Logo, para encontrar \bar{P} basta fazer a operação inversa, porém nesta pesquisa utilizou-se a Equação (37) para encontrar o preço médio de longo prazo.

$$\bar{P} = \exp \left[\bar{x} + \frac{\sigma^2}{2\eta} \right] \quad (38)$$

A partir da Figura 18, pode-se considerar que os resíduos da regressão linear são aleatoriamente distribuídos, confirmando que a regressão linear é o melhor método para a estimativa dos parâmetros do MRM. Já a Figura 19 apresenta cinco das possíveis trajetórias do preço semanal da energia elétrica em 20 anos seguindo um MRM.

⁵³ Nesta pesquisa foi adotado $N = 52$ para o número de semanas completas em um ano.

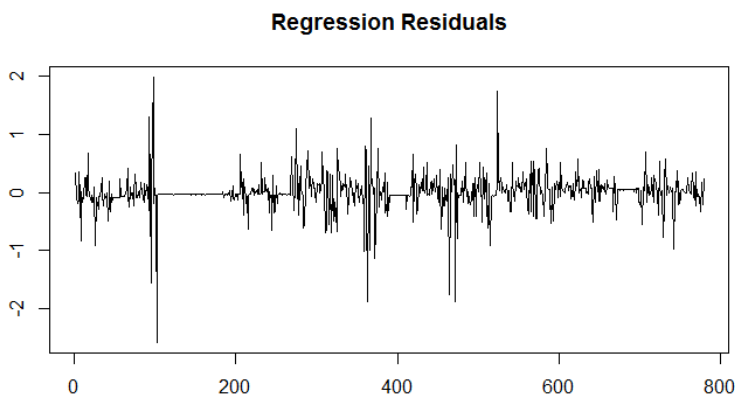


Figura 18 – Resíduos da regressão linear.

Fonte: Elaborado pelo autor.

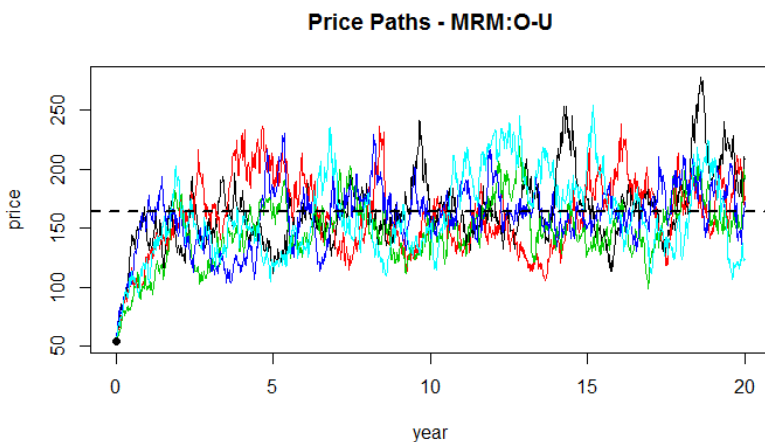


Figura 19 – Trajetória dos preços semanal – MRM.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Apesar do MRM representar muito bem o comportamento dos preços da energia elétrica e será usado na valoração dos projetos presentes na estratégia 2, seção 3.3.2, ainda assim, falta a representação dos saltos que ocorrem de forma aleatória. Assim, faz-se necessário encontrar os parâmetros para um MRM-Saltos.

Os parâmetros faltantes para o MRM-Saltos (k , γ e Φ) são obtidos a partir da filtragem dos saltos ao longo da série temporal.

Existem algumas técnicas e métodos para a realização dessa tarefa, entretanto o fato do PLD ser definido semanalmente pelo governo não caracteriza plenamente os saltos como em outros mercados de energia espalhados pelo mundo. Todavia, não se pode ignorar a natureza dos saltos já que preços elevados acarretam em receitas maiores. Assim, optou-se por determinar um valor fixo como limite que caracterizaria um salto, ou seja, todo e qualquer valor acima do valor limite estipulado foi considerado um salto.

A definição desse limite partiu da premissa de que os preços deflacionados do PLD seguem uma distribuição normal (gaussiana) e que 95% dos preços encontram-se em até 2 desvios padrões a partir da média.⁵⁴

Os passos seguintes foram localizar e substituir os valores que ultrapassaram o preço limite pelo valor limite e assim ter a série de preços deflacionados completa. Já com a série completa, então foram calculados todos os parâmetros (\bar{P} , η , σ e Φ) para o MRM-Saltos. Assim, a série original é modificada para o cálculo dos parâmetros do MRM-Saltos, fato esse que não ocorre no cálculo dos parâmetros do MRM (FONTOURA, BRANDÃO e GOMES, 2015).

Uma vez que os saltos foram substituídos pelo valor limite, não se pode considerar o valor integral dos saltos identificados, pois não é desejável somar duas vezes o componente do MRM. Logo, os saltos foram definidos como o valor do salto real menos o valor limite.

$$\text{Salto} = \text{valor real do salto} - \text{valor limite} \quad (39)$$

Dessa maneira, os parâmetros (k , γ) são obtidos pela série de saltos criada a partir da Equação (38), sendo k o salto mínimo e γ o salto máximo. Assim, o Quadro 6 traz os resultados da regressão linear para o MRM-Saltos e os parâmetros para os saltos. Já a Figura 20 traz cinco das possíveis trajetórias do preço semanal da energia durante 20 anos seguindo um MRM-Saltos.

⁵⁴ Em uma distribuição normal há 68% de probabilidade de que os valores (preços) sejam encontrados em até um desvio padrão. Já para dois desvios padrões, essa probabilidade sobe para 95% e com três desvios padrões a probabilidade é de 99,7%.

Parâmetro	Valor
a	0.1219189
$(b - 1)$	-0.0335411
b	0.9664589
Estatística t para $(b - 1)$	-3.7068
Valor - p	0.0008296
Erro padrão	0.3003
Valor crítico do teste t (Nível de Significância 1%)	-3.43
γ	142.9292
k	0.7689384
Φ	0.0653009

Quadro 6 – Parâmetros do MRM-Saltos.⁵⁵

Fonte: Elaborado pelo autor.

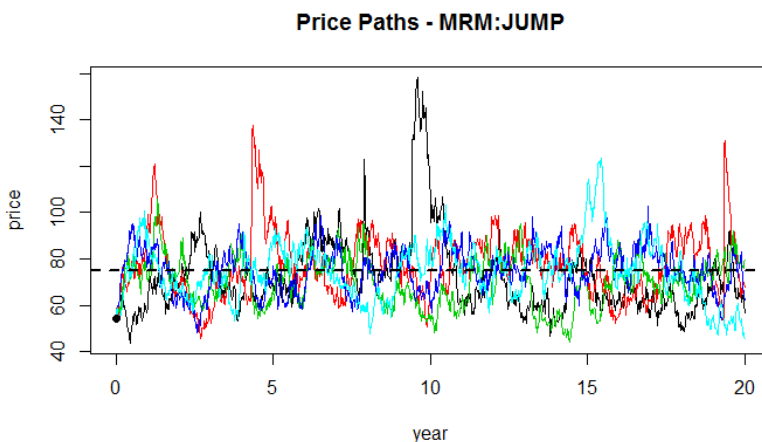


Figura 20 – Trajetória dos preços semanal – MRM-Saltos.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Definidos os parâmetros da incerteza de mercado que serão utilizados no processo de valoração dos projetos hipotéticos na seção 3.3.2, agora é o momento da definição dos parâmetros das incertezas técnicas (distribuição dos ventos e irradiação solar direta).

⁵⁵ Foram detectados 51 saltos na série do PLD.

Apesar da literatura citar a distribuição Weibull como uma boa forma de caracterizar a frequência dos ventos e diversos autores fazerem uso da mesma (Martinez-Cesena e Mutale, 2012; Hu e Solana, 2013; Monjas e Balibrea, 2013; Kroniger e Madlener, 2014; Monjas e Balibrea, 2014; Kayal e Chanda, 2015; Monjas e Balibrea, 2015), ainda assim, seu uso foi parcialmente rejeitado nessa pesquisa.

A distribuição de probabilidade que melhor se aproxima dos dados anuais horários de Bom Jesus da Lapa foi uma distribuição normal negativamente assimétrica. Como pode ser visto na Figura 21, a curva normal assimétrica (linha vermelha) representa melhor a distribuição do que uma Weibull (linha azul).

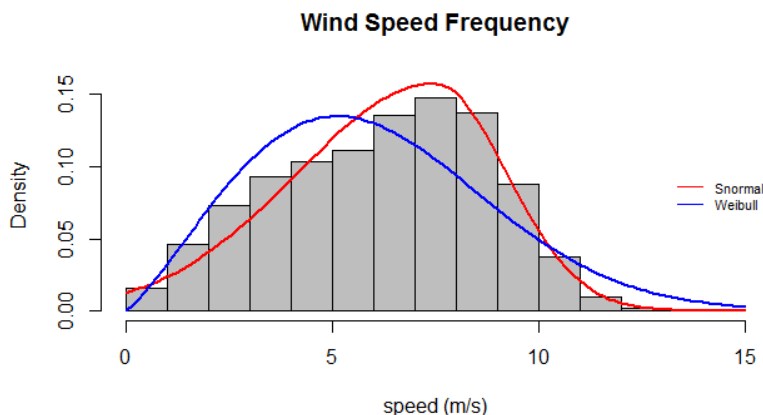


Figura 21 – Histograma e distribuição de probabilidade.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Todos os testes de normalidade (Anderson-Darling, Cramer-von Mises e Kolomorov-Smirnov) não rejeitaram a hipótese de normalidade, ou seja, pode-se representar a distribuição de frequência dos ventos por uma distribuição normal.

Como já mencionado na seção 3.2, Reuter *et al.* (2012) utilizam uma distribuição normal para modelar o fator de capacidade de geração eólica da usina híbrida estudada.

Assim, a distribuição anual dos ventos seguirá a distribuição normal assimétrica e os parâmetros necessários para a representação dessa incerteza técnica são *mean* (média), *sd* (desvio padrão) e *xi* (parâmetro de assimetria). Essa distribuição de probabilidade será

utilizada para simulações de ventos e, com isso, valorar os projetos que usam a energia eólica apresentados na estratégia 1, seção 3.3.1.

O Quadro 7 traz os valores para a simulação dos ventos em m/s.

<i>mean</i>	6.21163
<i>sd</i>	2.589364
<i>xi</i>	0.7245223

Quadro 7 – Parâmetros da distribuição de frequência dos ventos.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Já para a modelagem da irradiação solar na região, foi adotada uma abordagem diferente, apesar da distribuição Beta ser uma boa representação da irradiação solar diária (ABDULKARIM, ABDELKADER e MORROW, 2015).

Na simulação da série de irradiação solar foi projetada a irradiação solar horária média das 52 semanas de um ano. Essa modelagem foi utilizada tanto na estratégia 1 como na estratégia 2. Em vista disso, foram realizados alguns ajustes e adaptações para a a valoração dos projetos de energia eólica e fotovoltaico das estratégias 1 e 2, seções 3.3.1 e 3.3.1. Os principais ajustes foram:

- a) Retirada das observações ocorridas em 29 de fevereiro (anos bissextos) para que todos os anos tivessem o mesmo número de dias e horas.
- b) Para a distribuição dos ventos, separação do ano em 52 semanas, sendo 51 semanas de 7 dias (168 horas) e uma última semana de 8 dias (192 horas). Cada semana tem sua própria distribuição de probabilidade, sendo distinta da distribuição anual, ou seja, cada semana tem uma distribuição de probabilidade própria.
- c) Para irradiação solar, separação do ano em 52 semanas, sendo 51 semanas de 7 dias (168 horas) e uma última semana de 8 dias (192 horas) com o cálculo da média de 24 horas de todos os dias presentes em cada uma das 52 semanas, ou seja, cada observação semanal corresponde a um dia médio (24 horas) de todos os demais dias daquela semana.⁵⁶

⁵⁶ Essa abordagem pode não ser a melhor para o problema, porém a irradiação solar tem um padrão horário bem definido e com variabilidade horária relativamente pequena entre os dias da mesma semana. Ao separar o ano em “semanas típicas” ainda assim é possível capturar a variabilidade anual.

A Figura 22 traz o diagrama de caixa (*boxplot*) de um ano metereológico típico de observações diárias e horárias (8760 horas) da irradiação solar. Como pode ser visto, a série de dados apresenta poucos *outliers* e esses ocorrem nas primeiras e últimas horas de irradiação solar durante um dia (24 horas).

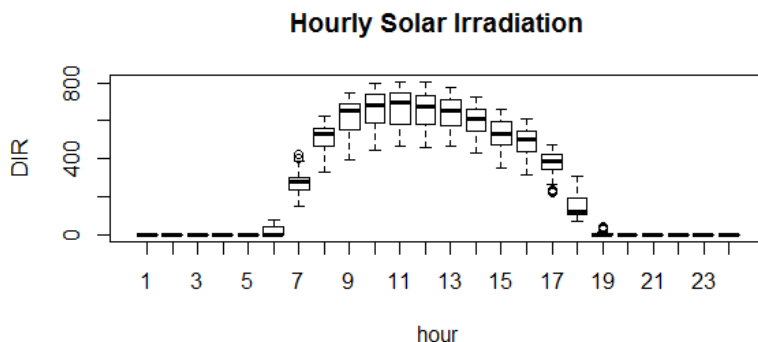


Figura 22 – Diagrama de caixa de um ano de irradiação solar.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Modelos de redes neurais não-lineares para prever/projetar a irradiação solar futura mostram-se uma ótima e sofisticada alternativa, já que as redes neurais utilizam conceitos de inteligência artificial para identificar padrões e simular valores futuros que representam os padrões identificados pela rede e com um elevado número de interações e precisão (AHMAD, ANDERSON e LIE, 2015; BENMOUZA e CHEKNANE, 2016).

Para os projetos das estratégias 1 e 2 foi utilizada uma projeção baseada em um modelo autorregressivo de rede neural (*Neural network autoregression*).

A Figura 23 apresenta a irradiação solar semanal anual típica com projeção de 10 semanas (linha azul).

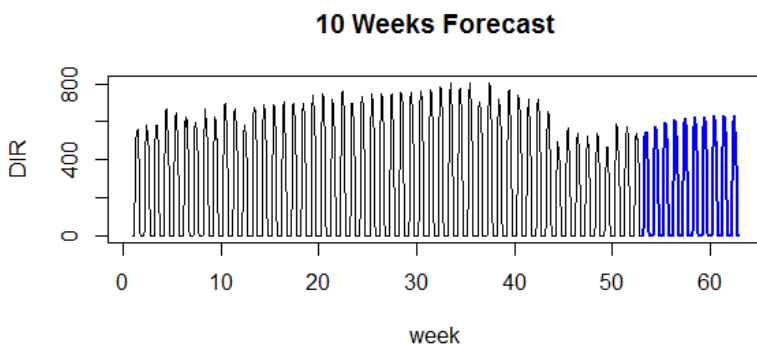


Figura 23 – Projeção da irradiação solar em base semanal.
Fonte: Elaborado pelo autor.

Como já mencionado, para a distribuição dos ventos semanais, cada uma das semanas apresenta uma distribuição peculiar, sendo que a Figura 24 apresenta a distribuição de frequência de algumas semanas e suas respectivas distribuições de probabilidade.

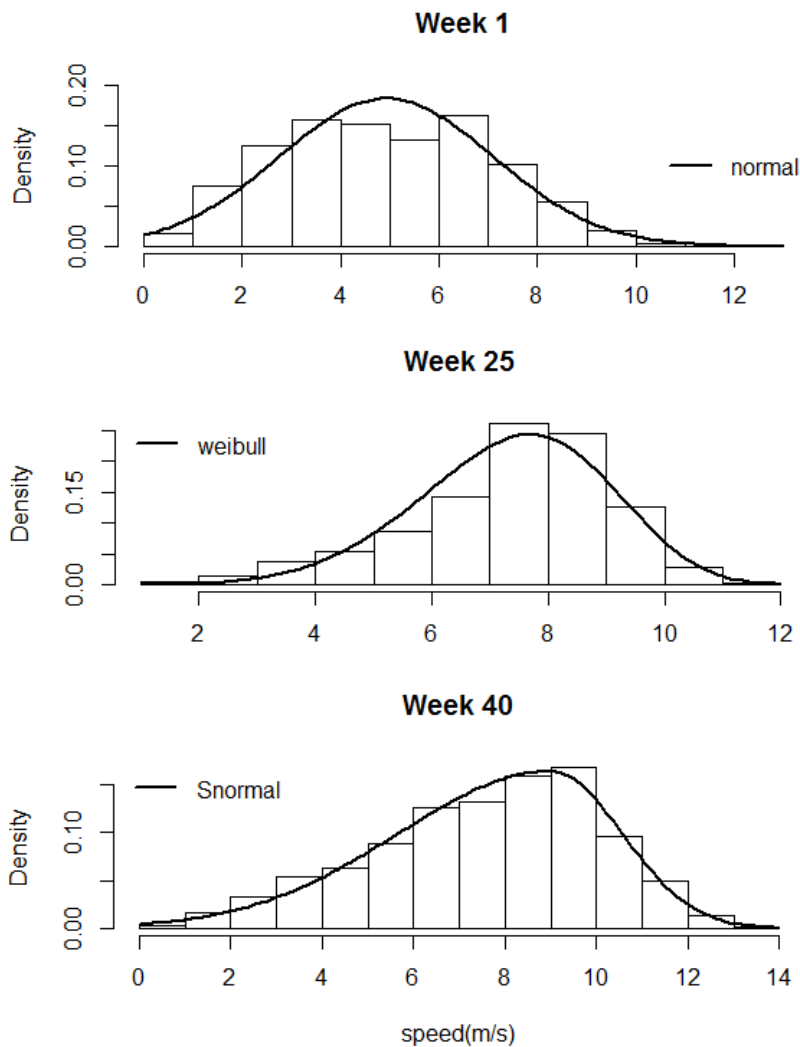


Figura 24 – Distribuição de frequência de algumas semanas.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Uma vez determinados todos os parâmetros acima, partiu-se para as 10 mil simulações das trajetórias futuras dos fluxos dos projetos em avaliação nas estratégias 1 e 2, sendo que seus resultados são apresentados nas seções seguintes.

Enquanto as estratégias 1 e 2 utilizam simulações numéricas para a determinação do NPV probabilístico e o valor da opção de troca existente nos projetos da estratégia 2, a estratégia 3 faz uso da abordagem binomial para a determinação do valor da opção de espera existente nos projetos que fazem parte dessa estratégia.

Para valoração da opção de espera (*timing option*) dos projetos presentes na estratégia 3 através da abordagem binomial, é importante considerar que o fluxo de caixa dos projetos presentes nessa estratégia seguem um MGB. Assim, é primordial determinar a volatilidade anual dos fluxos de caixas para que se possa calcular os valores de subida (u) com probabilidade p e de descida (d) com probabilidade $1 - p$.

Como já salientado anteriormente, a abordagem binomial é uma aproximação discreta da equação de B-S-M para valorar opções. Logo, o uso da equação B-S-M serve de parâmetro/comparação para que o avaliador não cometa erros no processo de avaliação da opção de espera dos projetos da estratégia 3.

As incertezas presentes nos projetos da estratégia 3 (regime de ventos, irradiação solar, tecnologia usada e políticas públicas de energia alternativa renovável) fazem com que a volatilidade do projeto seja elevada. É importante ter uma base de dados consistentes para que seja possível determinar a volatilidade anual dos fluxos de caixa.

Devido à impossibilidade de prever/estimar os impactos da tecnologia e das políticas públicas no valor dos projetos, optou-se por uma abordagem mais conservadora cuja volatilidade anual é medida a partir das outras fontes de incerteza (irradiação solar e regime de ventos). A volatilidade anual dos projetos da estratégia 3 é derivada da volatilidade anual da incerteza quanto ao regime de ventos e à irradiação solar.

O cálculo da volatilidade anual dos projetos da estratégia 3 foi obtido a partir de 10 mil simulações do regime semanal dos ventos (o mesmo feito na estratégia 2) para determinar a volatilidade dos fluxos de caixa anuais no intuito de determinar a opção de espera dos projetos que têm essa fonte de incerteza. Já os projetos que têm a irradiação solar como fonte de incerteza, foi utilizada uma abordagem diferente da adotada nas estratégias 1 e 2.

Para a estratégia 3, foram feitas 10 simulações da produção energética diária a partir da distribuição de probabilidades do ano típico meteorológico da Figura 15, ou seja, a partir da distribuição de probabilidades anual de produção de energia diária foi possível realizar 10 mil simulações a respeito do fluxo de caixa futuro dos projetos que utilizam a fonte solar como forma de energia. Assim, foi possível calcular a volatilidade anual dos fluxos de caixa e, posteriormente, valorar a opção

de espera dos projetos que utilizam a energia fotovoltaica como forma de produção de energia.

A Figura 25 apresenta a distribuição de probabilidade anual de produção de energia fotovoltaica a partir de um ano típico metereológico.

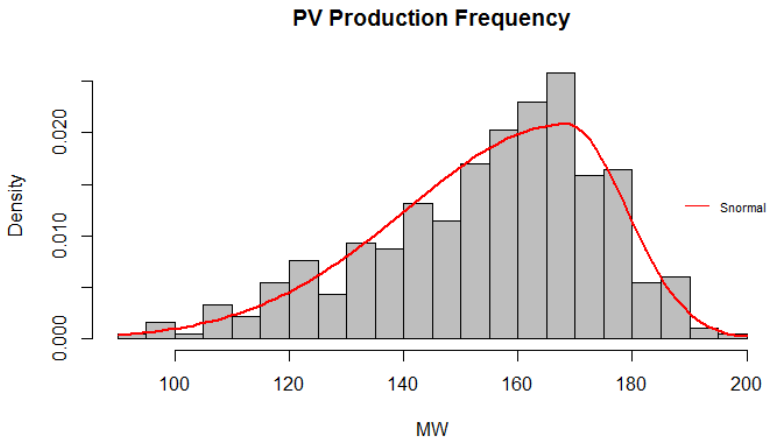


Figura 25 – Distribuição anual de frequência da produção PV.
Fonte: Elaborado pelo autor.

Todos os testes de normalidade (Anderson-Darling, Cramer-von Mises e Kolomorov-Smirnov) não rejeitaram a hipótese de normalidade, ou seja, pode-se representar a distribuição de frequência da produção de energia fotovoltaica a partir de uma distribuição normal.

Assim, a distribuição anual da produção de energia fotovoltaica em MW segue uma distribuição normal assimétrica com média (*mean*), desvio padrão (*sd*) e parâmetro de assimetria (*xi*) do Quadro 8.

<i>mean</i>	154.6142
<i>sd</i>	20.03113
<i>Xi</i>	0.6127286

Quadro 8 – Parâmetros da distribuição de frequência da produção PV.
Fonte: Elaborado pelo autor.

Com os dados do Quadro 8 mais os dados já levantados anteriormente para a valoração das estratégias 1 e 2, foi possível realizar as 10 mil simulações e encontrar a volatilidade anual dos três projetos que fazem parte da estratégia 3 dessa pesquisa (Quadro 9).

Wind	0.2548280
PV	0.2542702
Wind + PV	0.2542637

Quadro 9 – Volatilidade anual dos projetos da estratégia 3.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Com todos os dados necessários para a valoração das quatro estratégias foi possível verificar os resultados encontrados nessa pesquisa.

5 ANÁLISE DE RESULTADOS

Nesse capítulo são apresentados os resultados encontrados no transcorrer da pesquisa e são descritos conforme as estratégias expostas na seção 3.3.

5.1 ANÁLISE DESCRITIVA

Para o desenho dos projetos hipotéticos de energia eólica foram consideradas 10 turbinas Vesta V112 de 3 MW cada e em condição padrão de teste para compor o parque eólico de 30 MW. A Figura 26 apresenta a curva de potência da turbina.

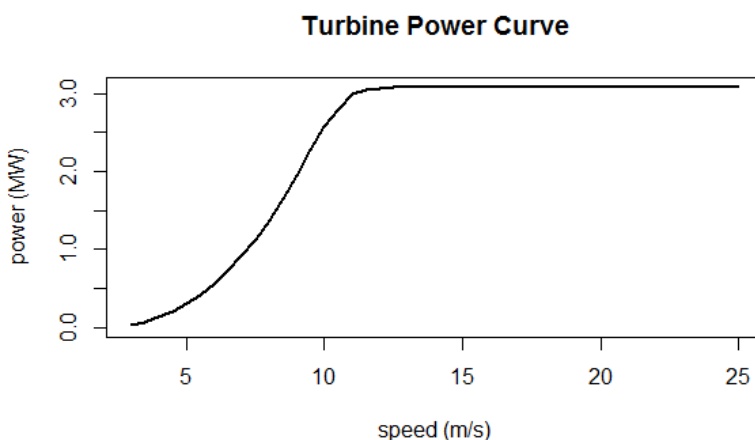


Figura 26 – Curva de potência – Vesta V112.

Fonte: Adaptado de Vestas (2016).

Já o dimensionamento dos projetos de energia fotovoltaica foi feito a partir do site PVWatts® Calculator da *National Renewable Energy Laboratory* – NREL com módulos padrões e com apenas um eixo de rastreamento. Com esse sistema fotovoltaico, estima-se que possa ser produzido, aproximadamente, 56 mil MW por ano.



Figura 27 – Site PVWatts Calculator.

Fonte: Pvwatts@Calculator (2016).

Com a definição dos padrões técnicos e financeiros dos projetos é possível avaliar cada uma das estratégias apresentadas na seção 3.3.

As próximas seções trazem o valor dos projetos em cada uma das estratégias e suas interpretações.

5.2 ESTRATÉGIA 1 – PROJETOS SEM FLEXIBILIDADE OPERACIONAL (SEM OR)

Os projetos da estratégia 1 são aqueles que têm o NPV probabilístico como forma de cálculo, ou seja, o valor presente líquido é definido a partir de certa probabilidade.

A regra de aceitação dos projetos para investimento é dada a partir de um NPV não negativo ($NPV \geq 0$)⁵⁷. Assim, o Quadro 10 apresenta os valores dos projetos presentes nessa estratégia.

Projeto	NPV (milhões – US\$)	NPV/Investimento
Wind	-0.3067646	-0.94%
PV	-0.0092576	-0.02%
Wind + PV	-0.3160222	-0.44%

Quadro 10 – NPV probabilístico dos projetos da estratégia 1.

Fonte: Elaborado pelo autor.

⁵⁷ Na prática, os investidores declinam projetos que têm um valor presente igual ou muito próximo de zero, pois há muito risco de o projeto se tornar deficitário ($NPV < 0$). Entretanto, a literatura considera que um $NPV = 0$ é um indicativo de investimento.

Todos os projetos presentes na estratégia 1 são projetos que, segundo o critério do NPV, não devem ser alvos de investimentos. O projeto “Wind” possui um valor presente líquido médio de -0.94% do investimento, já o projeto “PV” tem um valor presente líquido médio de -0.02% do investimento e o projeto “Wind + PV” (projeto híbrido) tem um presente líquido médio de -0.44% do investimento.

Dessa forma, os projetos sem flexibilidade operacional (OR) não possuem atratividade econômica.

A Figura 28 apresenta a distribuição probabilística do NPV (milhões – US\$) do projeto “Wind” calculado a partir de 10 mil simulações dos ventos diários durante 20 anos do projeto.

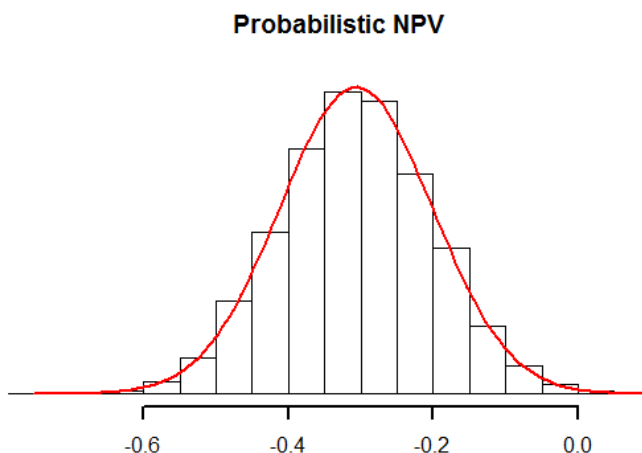


Figura 28 –Estratégia 1: Distribuição probabilística do NPV do projeto “Wind”.

Fonte: Elaborado pelo autor.

O projeto “Wind” apresenta um NPV médio negativo com 95% de probabilidade. Logo, pode-se assegurar que, com 95% de probabilidade, o projeto “Wind” não tem atratividade econômica.

O projeto “PV” com a mesma probabilidade do projeto “Wind”, também apresenta um NPV negativo, ou seja, o projeto “PV” também não é atraente economicamente.

A Figura 29 apresenta a distribuição probabilística do NPV do projeto “Wind + PV” (milhões – US\$) calculado a partir de 10 mil simulações para os 20 anos do projeto.

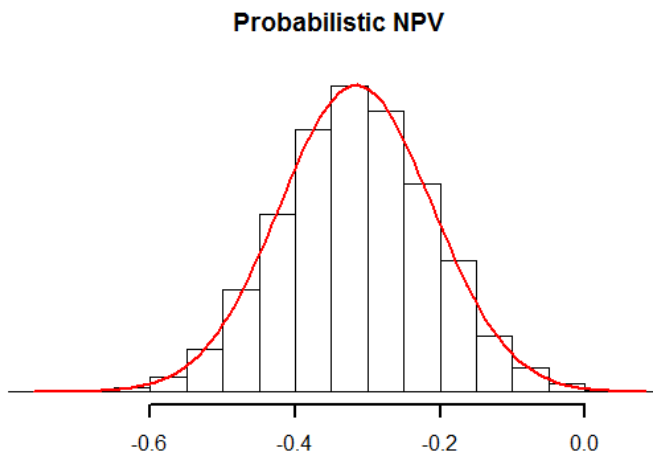


Figura 29 – Estratégia 1: Distribuição probabilística do NPV do projeto “Wind + PV”.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Assim como os projetos “Wind” e “PV”, o projeto “Wind + PV” também não apresenta atratividade econômica dentro do mesmo intervalo de confiança e probabilidade.

5.3 ESTRATÉGIA 2 – PROJETOS COM OPÇÃO REAL DE TROCA

Os projetos da estratégia 2 foram submetidos à incerteza econômica do preço da energia e com a possibilidade de venda de 50% da energia produzida no mercado de curto prazo (PLD), porém o preço de mercado foi calculado a partir de dois processos estocásticos diferentes: MRM-OU e o MRM-Saltos.

Por conseguinte, há a separação dos resultados conforme o processo estocástico utilizado na determinação da trajetória futura do preço de mercado da energia elétrica.

Para manter a medida de comparação entre os projetos e estratégias (dólar americano), foi adotado um *hedge* cambial⁵⁸ com o preço do dólar igual à média semanal histórica de janeiro de 2000 a dezembro de 2016 para os preços da energia elétrica. Com isso, foi possível fazer a comparação entre os projetos presentes nas estratégias.

5.3.1 Estratégia 2 – MRM-OU

Assim como os projetos presentes na estratégia 1, os projetos na estratégia 2 têm o NPV probabilístico como forma de valoração e a regra de aceitação dos projetos é a mesma já mencionada. Portanto, o Quadro 11 apresenta os valores dos projetos presentes nessa estratégia quando o preço semanal da energia segue um MRM-OU e há a opção de troca, ou seja, o investidor pode vender 50% da energia gerada no mercado de curto prazo se este achar vantajoso.

Projeto	Investimento	Estratégia 1		Estratégia 2 - MRM-OU		Incremento de: 1 para 2 MRM-OU	
		NPV	NPV/Investimento	NPV	NPV/Investimento	NPV	NPV/Investimento
Wind	32.67	-0.307	-0.94%	3.292	10.08%	3.598	11.02%
PV	39.86	-0.009	-0.02%	0.092	0.23%	0.101	0.25%
Wind + PV	72.52	-0.316	-0.44%	3.383	4.67%	3.699	5.10%

Quadro 11 – NPV probabilístico dos projetos da estratégia 2 (MRM-OU) e valor incremental (OR).

Fonte: Elaborado pelo autor.

Quando a opção de troca foi adicionada ao projeto “Wind”, pôde-se verificar um valor presente líquido médio de 10.08% do investimento. Esse NPV médio se comparado com o projeto sem opção (estratégia 1) demonstra um acréscimo de 11.02% do investimento em relação ao projeto sem a OR. Em suma, a opção real de troca de 50% do preço de venda adiciona 11.02% ao valor do projeto.

Já para o projeto “PV”, a adição da opção de troca teve um pequeno aumento, porém nenhum efeito relevante. O preço de mercado não se mostrou atrativo na maioria dos casos para que a opção de troca fosse exercida mais vezes ao longo da vida útil do projeto. A opção de troca adiciona 0.25% do investimento em relação ao projeto sem a OR, porém esse aumento ainda deixa o projeto muito próximo de zero, fazendo com que o risco desse projeto se tornar deficitário seja elevado.

⁵⁸ Um *hedge* cambial visa proteger o investidor contra flutuação no câmbio, ou seja, mantém o câmbio fixo.

No caso do projeto híbrido – “Wind + PV” – a presença da opção de troca teve efeito positivo no valor final do projeto com um valor presente líquido médio de 4.67% do investimento. Em comparação com o projeto sem opção (estratégia 1), há um acréscimo de 5.10% do valor do projeto em relação ao projeto sem a OR. Logo, a opção de troca adiciona 6.06% ao valor do projeto.

A Figura 30 apresenta a distribuição probabilística do NPV dos projetos “Wind” (milhões – US\$) calculado a partir de 10 mil simulações dos ventos durante 20 anos do projeto.

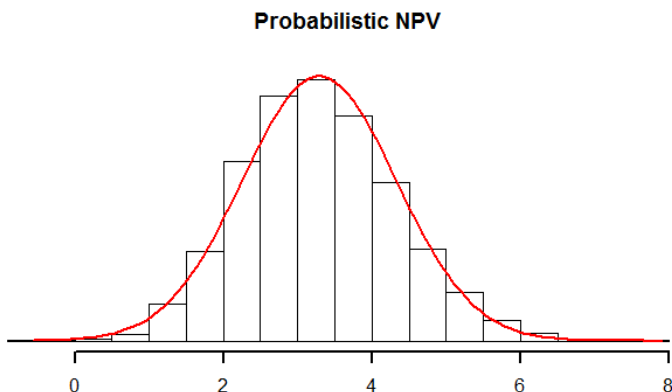


Figura 30 – Estratégia 2 (MRM-OU): Distribuição probabilística do NPV do projeto “Wind”.

Fonte: Elaborado pelo autor.

O projeto “Wind”, quando adicionada a opção de troca, apresenta um valor presente líquido médio maior que zero com 95% de probabilidade. Logo, pode-se assegurar que, com 95% de probabilidade, o projeto “Wind” tem atratividade econômica.

Como já mencionado, o projeto “PV” não teve nenhuma mudança significativa com a adição da opção de troca. Assim, em um intervalo de confiança de 95%, apresenta um NPV médio positivo, porém não é suficiente para apresentar relevante atratividade econômica para projetos dessa natureza.

Com a adição da opção de troca ao projeto “Wind + PV”, pôde-se verificar um valor presente líquido médio maior que zero com 95% de probabilidade. Logo, pode-se assegurar que, com 95% de probabilidade, o projeto “Wind + PV” tem atratividade econômica. A Figura 31

apresenta a distribuição de probabilidade do projeto “Wind + PV” (milhões – US\$).

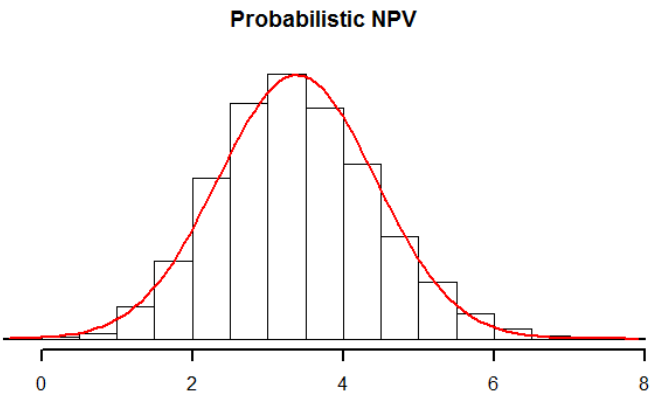


Figura 31 – Estratégia 2 (MRM-OU): Distribuição probabilística do NPV do projeto “Wind + PV”.
Fonte: Elaborado pelo autor.

5.3.2 Estratégia 2 – MRM-Saltos

O que difere este item do anterior é o processo estocástico escolhido para modelar o preço de mercado da energia elétrica (incerteza econômica). O Quadro 12 apresenta o NPV médio dos projetos na estratégia 2 quando considerada a opção de troca de produto (o investidor pode vender 50% da energia gerada no mercado de curto prazo) e o preço semanal da energia segue um MRM-Saltos.

Projeto	Investimento	Estratégia 1		Estratégia 2 - MRM-Saltos		Incremento de: 1 para 2 MRM-Saltos	
		NPV	NPV/Investimento	NPV	NPV/Investimento	NPV	NPV/Investimento
Wind	32.67	-0.307	-0.94%	1.529	4.68%	1.836	5.62%
PV	39.86	-0.009	-0.02%	0.260	0.65%	0.270	0.68%
Wind + PV	72.52	-0.316	-0.44%	1.789	2.47%	2.105	2.90%

Quadro 12 – NPV probabilístico dos projetos da estratégia 2 (MRM-Saltos) e valor incremental (OR).
Fonte: Elaborado pelo autor.

Quando a opção de troca foi adicionada ao projeto “Wind”, pôde-se verificar um valor presente líquido médio de 4.68% do investimento. Esse NPV médio se comparado com o projeto sem opção (estratégia 1)

demonstra um acréscimo de 5.62% do valor do projeto em relação ao projeto sem a OR. Em suma, a opção real de troca de produto nesse caso adiciona 5.62% ao valor do projeto

Já para o projeto “PV”, a adição da opção de troca teve um pequeno aumento, porém nenhum efeito relevante. O preço de mercado não se mostrou atrativo na maioria dos casos para que a opção de troca fosse exercida mais vezes ao longo da vida útil do projeto. A opção de troca adiciona 0.68% do investimento em relação ao projeto sem a OR, porém esse aumento ainda deixa o projeto muito próximo de zero, fazendo com que o risco desse projeto se tornar deficitário seja elevado.

No caso do projeto híbrido “Wind + PV”, a presença da opção de troca teve efeito positivo, com um valor presente líquido médio de 2.47% do investimento. Em comparação com o projeto sem opção (estratégia 1) há um acréscimo de 2.90% do valor do projeto. Logo, a opção de troca de produto adiciona 2.90% ao valor do projeto.

A Figura 30 apresenta a distribuição probabilística do NPV dos projetos “Wind” (milhões – US\$) calculado a partir de 10 mil simulações dos ventos durante 20 anos do projeto.

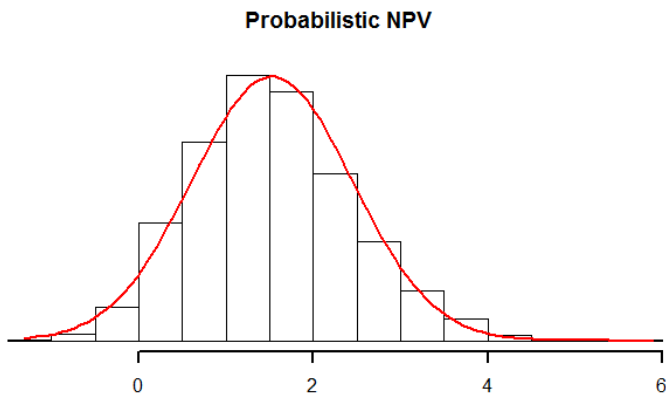


Figura 32 – Estratégia 2 (MRM-Saltos): Distribuição probabilística do NPV do projeto “Wind”.

Fonte: Elaborado pelo autor.

O projeto “Wind”, quando adicionada a opção de troca, apresenta um valor presente líquido médio maior que zero com 95% de probabilidade. Logo, pode-se assegurar que, com 95% de probabilidade, o projeto “Wind” tem atratividade econômica.

Como já mencionado, o projeto “PV” não teve nenhuma mudança significativa com a adição da opção de troca. Assim, em um intervalo de confiança de 95%, apresenta um NPV médio positivo, porém não o suficiente para apresentar relevante atratividade econômica para projetos dessa natureza.

Com a adição da opção de troca ao projeto “Wind + PV”, pôde-se verificar um valor presente líquido médio maior que zero com 95% de probabilidade. Logo, pode-se assegurar que, com 95% de probabilidade, o projeto “Wind + PV” tem atratividade econômica.

A Figura 33 apresenta a distribuição probabilística do NPV dos projetos “Wind + PV” (milhões – US\$) calculado a partir de 10 mil simulações dos ventos durante 20 anos do projeto.

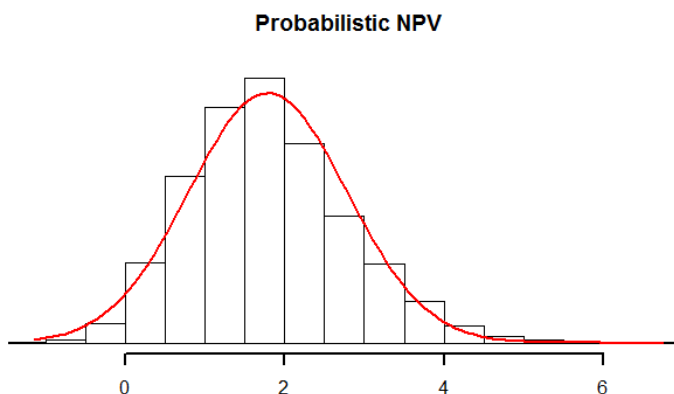


Figura 33 – Estratégia 2 (MRM-Saltos): Distribuição probabilística do NPV do projeto “Wind + PV”.

Fonte: Elaborado pelo autor.

5.4 ESTRATÉGIA 3 – PROJETOS COM OPÇÃO REAL DE ESPERA

Os projetos da estratégia 3 são projetos que têm o NPV calculado a partir da Equação (4) descrita por (Trigeorgis (1993); 1996); Monjas e Balibrea (2013)). O valor final do projeto (NPV expandido) é a soma do valor presente líquido do projeto (NPV tradicional) e de suas opções. Logo, os projetos da estratégia 3 são a soma do valor presente líquido do projeto sem opção (estratégia 1) com o valor da opção de espera.

Os projetos nessa estratégia têm diversas incertezas (regime de ventos, irradiação solar, tecnologia usada e políticas públicas de energia

alternativa renovável) fazendo com que a volatilidade do projeto seja elevada. Dessa forma, optou-se pelo uso da abordagem binomial para a valoração dos projetos presentes nessa estratégia, já que o valor do projeto segue um MGB⁵⁹.

A opção de espera nesse caso podde ser entendida como uma opção financeira de compra do estilo americano, ou seja, pode ser exercida a qualquer momento.

O Quadro 13 sintetiza os parâmetros já calculados até aqui para que seja possível valorar a opção de espera de cada um dos projetos presentes na estratégia 3.

	Wind	PV	Wind + PV
Investimento (US\$)	32,666,932.59	39,856,230.00	72,523,162.59
Valor Presente (US\$)	32,360,167.99	39,846,972.40	72,207,140.39
Volatilidade anual	0.254828	0.2542702	0.2542637
Tempo	3 anos e exercício semestral.		
Taxa livre de risco	4% a.a.		

Quadro 13 - Parâmetros de cálculo da estratégia 3.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Como já mencionado anteriormente, a opção de espera é de 3 anos, ou seja, o investidor tem o direito de investir no projeto em até 3 anos, sendo que este pode exercer essa opção de investimento a cada meio ano, logo a “árvore binomial” apresenta 7 nós ($n + 1$).

Dessa forma, a Figura 34 apresenta o valor da opção de espera do projeto “Wind” (milhões – US\$) pela aborgadem binomial.

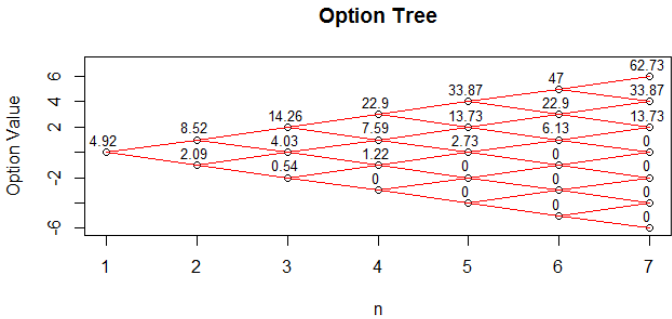


Figura 34 – Árvore binomial da opção de espera – “Wind”.

Fonte: Elaborado pelo autor.

⁵⁹ Maiores detalhes a respeito dos parâmetros e do uso de um MGB na estratégia 3, foram mencionados na página 117, 118 e 119.

Já na Figura 35 temos o valor da opção de espera do projeto “PV” (milhões – US\$) pela aborgadem binomial.

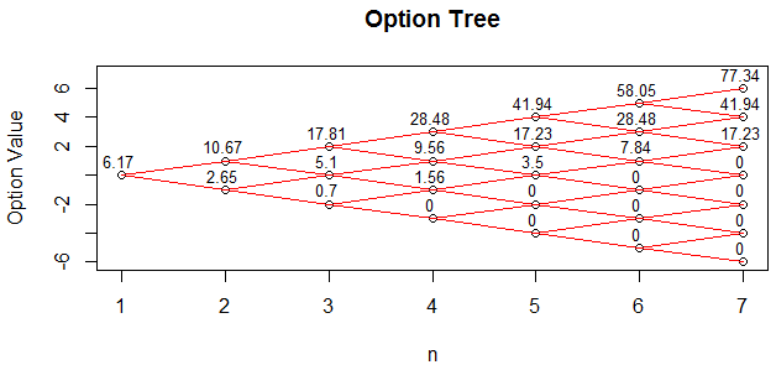


Figura 35 – Árvore binomial da opção de espera – “PV”.
Fonte: Elaborado pelo autor.

Por último, a Figura 36 apresenta o valor da opção de espera do projeto “Wind + PV” (milhões – US\$) pela aborgadem binomial.

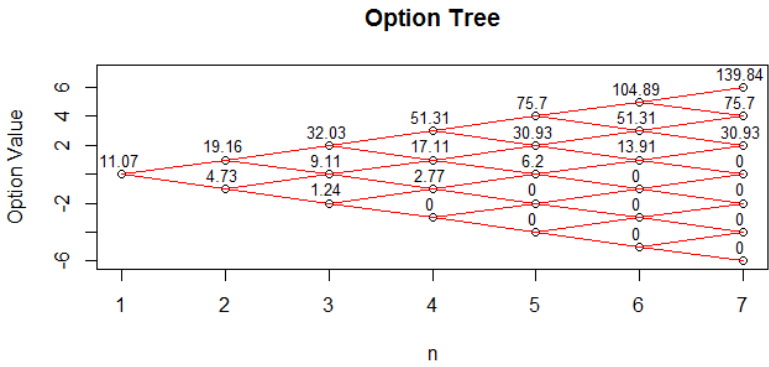


Figura 36 – Árvore binomial da opção de espera – “Wind + PV”.
Fonte: Elaborado pelo autor.

O Quadro 14 sintetiza o NPV expandidos de todos os projetos presentes na estratégia 3.

Projeto	NPV Expandido	NPV	Opção de Espera
Wind	4.609	-0.307	4.916
PV	6.164	-0.009	6.173
Wind + PV	10.755	-0.316	11.071

Quadro 14 – NPV expandido da estratégia 3 (milhões – US\$).

Fonte: Elaborado pelo autor.

Fica evidente que a opção de espera para os projetos da estratégia 3 traz valor para o projeto, fazendo com que o NPV expandido de cada um dos projetos (“Wind”, “PV” e “Wind+PV”) seja economicamente atrativo ($NPV \geq 0$).

Projeto	Investimento	Estratégia 1		Estratégia 3		Incremento de: 1 para 3	
		NPV	NPV/Investimento	NPV	NPV/Investimento	NPV	NPV/Investimento
Wind	32.67	-0.307	-0.94%	4.609	14.11%	4.916	15.05%
PV	39.86	-0.009	-0.02%	6.164	15.46%	6.173	15.49%
Wind + PV	72.52	-0.316	-0.44%	10.755	14.83%	11.071	15.27%

Quadro 15 – NPV probabilístico dos projetos da estratégia 3 e valor incremental (OR).

Fonte: Elaborado pelo autor.

No Quadro 15 é verificado que a opção de espera traz para o projeto “Wind”, comparado com o projeto sem opção e sem incertezas (estratégia 1), um acréscimo de 15.05% do valor do investimento em relação ao projeto sem a OR. Já para o projeto “PV” esse acréscimo é de 15.49% do valor do investimento em relação ao projeto sem a OR e sem incertezas. Por último, o projeto “Wind + PV” tem um ganho de 15.27% do valor do investimento em relação ao mesmo projeto da estratégia 1.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Desde a aprovação do marco regulatório do setor elétrico, o mercado brasileiro de energia vem passando por inúmeras e profundas transformações. Nesse cenário de constante mutação é que as fontes alternativas e renováveis encontram-se inseridas.

A matriz elétrica nacional é, predominantemente, hídrica-térmica. Embora, nos últimos anos, outras fontes de energia tenham recebido incentivos governamentais, ainda assim, é inegável a dominância das fontes convencionais na matriz (88,6%). Apesar da pequena participação das fontes alternativas e renováveis na matriz, mais precisamente da fonte eólica e fotovoltaica (3,5%), nos últimos anos, houve um salto considerável da participação dessas fontes graças ao governo federal que vem promovendo um maior uso e comercialização da energia gerada por essas fontes via programas governamentais, políticas de incentivos e leilões de energia no intuito de alcançar os objetivos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2024.

Nesse cenário de aumento da importância das fontes alternativas e renováveis na matriz elétrica nacional, esta pesquisa propôs valorar as opções reais de troca e espera dos projetos analisados considerando suas características e peculiaridades sob a ótica da teoria de opções reais.

O uso de opções reais na prática avaliativa dos projetos buscou capturar o valor existente nas flexibilidades operacionais dos projetos, levando em consideração as incertezas dos mesmos. A técnica do valor presente líquido ignora essas flexibilidades e causa a subvaloração dos projetos em alguns casos.

Após contextualizar o mercado brasileiro de energia e as fontes energia pesquisadas, juntamente com a elucidação das lacunas do NPV e as vantagens da ROT, a pesquisa desenhou projetos hipotéticos de geração de energia pelas fontes eólica e/ou fotovoltaica para que, divididos em três estratégias, fosse possível valorar os projetos e as opções de espera (*wait*) e troca de produto (*switch output*).

Isto posto, os projetos da estratégia 1 foram valorados pelo valor presente líquido probabilístico, que leva em consideração as incertezas técnicas de cada um dos projetos, mas ignora as flexibilidades operacionais (OR) existentes na avaliação. Dessa forma, os valores dos projetos na estratégia 1 foram os balizadores para que a pergunta de pesquisa fosse respondida.

Os projetos da estratégia 1 apresentaram um valor presente líquido médio negativo, ou seja, os projetos não demonstraram atratividade

econômica. Logo, segundo as regras de investimento do NPV, todos os projetos da estratégia 1 devem ser desconsiderados para investimento.

Na estratégia 2, o investidor pôde vender 50% da energia gerada no mercado de curto prazo ao preço de mercado (PLD), caso for vantajoso, do contrário, pode realizar a venda de 100% da energia produzida no mercado ACL através de um contrato de longo prazo (20 anos) a um preço fixo. É importante salientar que, devido as simplificações e premissas adotadas nessa pesquisa, as conclusões acerca dos projetos são, relativamente, restritivas, ou seja, muito particulares dos casos estudados.

Ao comparar o valor dos projetos da estratégia 2 com o valor dos projetos da estratégia 1, fica evidente que a possibilidade de comercialização de 50% da produção de energia no mercado de curto prazo traz valor significativo para os projetos da estratégia 2, porém é preciso valorar (mensurar) esse valor incremental advindo da flexibilidade operacional de comercialização (opção de troca).

Dessa forma, a opção de comercialização de 50% da produção da energia no mercado de curto prazo foi valorada levando em consideração dois processos estocásticos diferentes para determinar os preços da energia elétrica no mercado de curto prazo (MRM-OU e MRM-Saltos).

Para a estratégia 2, que considerou o MRM-OU para os preços do PLD, foi verificado o incremento de 11.02% do valor do investimento para o projeto “Wind”, 0.25% para o projeto “PV” e 5.10% para o projeto “Wind + PV”, se comparados com os mesmos projetos na estratégia 1.

Já para a estratégia 2, que considerou o MRM-Saltos para os preços da energia no mercado de curto prazo, foi verificado o incremento de 5.62% do valor do investimento para o projeto “Wind”, 0.68% para o projeto “PV” e 2.90% para o projeto “Wind + PV” em comparação com os da estratégia 1. Logo, fica evidente que a opção de troca traz ao projeto um valor incremental substancial e faz com que estes sejam economicamente atrativos para o investidor.

Outro ponto importante a ser considerado aqui é a diferença entre os valores encontrados quando o processo estocástico usado para determinar os preços é diferente. Ao utilizar o MRM-OU, os projetos “Wind” e “Wind+PV” tem valores maiores que quando utilizado um MRM-Saltos. Isso ocorre devido ao MRM-OU ter uma média de longo prazo maior que o MRM-Saltos e que o preço fixo de comercialização da energia no ACL. Assim, a opção de troca mostra-se, quase sempre, vantajosa para esses projetos. Já para o projeto “PV”, tanto com o MRM-OU quanto com o MRM-Saltos, a média de longo prazo é inferior ao valor

fixo de comercialização no ACL, fazendo com que a opção de troca seja vantajosa nos casos em que os saltos dos preços ocorrem.

Ainda sobre o MRM-Saltos, é importante salientar a inovação aqui feita nesta pesquisa. Ao utilizar uma distribuição uniforme de probabilidade para os saltos da série de preços ficou mais condizente com os dados empíricos do PLD no submercado do nordeste brasileiro e traz impactos relevantes para a academia, já que não foi detectado nenhum tabalho que fez esse uso anteriormente.

Por último, foi considerada a opção de espera para investimento nos projetos da estratégia 3, ou seja, ao considerar a opção de espera por 3 anos com possíveis exercícios a cada 6 meses, isso acrescentou ao projeto um incremento de 15,05% do valor do investimento para o projeto “Wind”, 15,49% para o projeto “PV” e 15,27% para o projeto “Wind + PV” se comparado com os projetos sem flexibilidade operacional (estratégia 1).

Em suma, a adoção de uma abordagem que leva em consideração as flexibilidades operacionais dos projetos traz um valor incremental aos mesmos se comparado a técnica tradicional de análise de investimentos (NPV). Em outras palavras, as opções reais de troca e de espera apresentam valores importantes, pois aumentam os valores finais dos projetos e fazem com que estes sejam atrativos economicamente.

A pesquisa deixa como contribuições o uso de processos estocásticos com reversão à média para projetos de geração de energia no contexto brasileiro, haja vista a sua complexidade e baixa utilização desses processos estocásticos nas pesquisas. Outro ponto importante é o uso de uma distribuição uniforme para os saltos (MRM-Saltos), pois essa abordagem se mostrou única na literatura e mais condizente com a realidade dos preços praticados no submercado nordestino.

Como limitação da pesquisa, pode-se destacar o não uso de projetos reais propriamente dito, pois é possível que alguma incoerência e/ou distorção (do ponto de vista da geração de energia) tenha sido cometida pelo pesquisador, visto que projetos reais são feitos por profissionais mais íntimos do tema e das peculiaridades de cada projeto (engenheiros, biólogos, agrônomos etc.). O fato de não haver penalidades quanto ao tempo de espera para o investimento é também uma limitação, já que esperar um, dois ou três anos não tem implicação sobre as possíveis perdas e penalidades para o investidor. Entretanto, na prática não há essa penalidade no censário brasileiro, mas em outros mercados isso acontece.

Outras limitações podem ser exploradas em trabalhos futuros, como o não uso de todo o mercado nacional de energia e/ou mais de um submercado, bem como a valoração de outras ORs que não a de espera e

de *switch output* (expansão, abandono, contração etc.) e, por último, a aplicação em outras EARs, tais como energia heliotérmica, biomassa, maremotriz etc.

REFERÊNCIAS

ABADIE, L. M.; CHAMORRO, J. M. Valuation of wind energy projects: A real options approach. **Energies**, v. 7, n. 5, p. 3218-3255, 2014.

ABDULKARIM, A.; ABDELKADER, S. M.; MORROW, D. J. Statistical Analyses of Wind and Solar Energy Resources for the Development of Hybrid Microgrid. In: 2nd International Congress on Energy Efficiency and Energy Related Materials (ENEFM2014). 2015. Springer.9-14p.

ABEEÓLICA, A. B. D. E. E. **Boletim de Dados - Janeiro 2016**. ABEEólica. São Paulo, 2016. 7p.

AHMAD, A.; ANDERSON, T.; LIE, T. Hourly global solar irradiation forecasting for New Zealand. **Solar Energy**, v. 122, p. 1398-1408, 2015.

ALMEIDA COSTA, L. D.; SAMANEZ, C. P. Análise de projetos de investimento no setor petroquímico através da teoria de opções reais. **Interciencia**, v. 39, n. 2, p. 85-90, 2014.

AMRAM, M.; KULATILAKA, N. Real Options:: Managing Strategic Investment in an Uncertain World. **OUP Catalogue**, 1998.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. BIG-Banco de Informações de Geração, 2016. Disponível em: <
<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>
>. Acesso em: 20 fev. 2016.

ARABALI, A.GHOFRANI, M.ETEZADI-AMOLI, M.FADALI, M. S. Stochastic performance assessment and sizing for a hybrid power system of Solar/Wind/Energy Storage. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 5, n. 2, p. 363-371, 2014.

ARABALI, A.GHOFRANI, M.ETEZADI-AMOLI, M.FADALI, M. S.BAGHZOUZ, Y. Genetic-algorithm-based optimization approach for energy management. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 28, n. 1, p. 162-170, 2013.

ASKARI, I. B.; AMERI, M. Techno-economic feasibility analysis of stand-alone renewable energy systems (PV/bat, wind/bat and hybrid PV/wind/bat) in Kerman, Iran. **Energy Sources, Part B: Economics, Planning and Policy**, v. 7, n. 1, p. 45-60, 2012.

BAJAY, S. V. Evolução do planejamento energético no Brasil na última década e desafios pendentes. **Revista Brasileira de Energia**, v. 19, n. 1, p. 255-266, 2013.

BALIBREA, J.; SÁNCHEZ-SOLIÑO, A.; LARA-GALERA, A. Application of real options theory to the assessment of public incentives for onshore wind energy development in Spain. **International Journal of Energy Economics and Policy**, v. 5, n. 3, p. 791-800, 2015.

BASTIAN-PINTO, C.; BRANDÃO, L.; HAHN, W. J. Flexibility as a source of value in the production of alternative fuels: The ethanol case. **Energy Economics**, v. 31, p. 411-422, 2009.

BASTIAN-PINTO, C. D. L.; BRANDÃO, L. E. T.; ALVES, M. D. L. Valuing the switching flexibility of the ethanol-gas flex fuel car. **Annals of Operations Research**, v. 176, n. 1, p. 333-348, 2010.

BASTIAN-PINTO, C. D. L.; BRANDÃO, L. E. T.; OZORIO, L. D. M. The Choice of Mean Reversion Stochastic Process for Real Option Valuation. In: 20th Annual International Real Options Conference. 2016. Oslo and Trondheim 22p.

BELFKIRA, R.; ZHANG, L.; BARAKAT, G. Optimal sizing study of hybrid wind/PV/diesel power generation unit. **Solar Energy**, v. 85, n. 1, p. 100-110, 2011.

BENMOUIZA, K.; CHEKNANE, A. Small-scale solar radiation forecasting using ARMA and nonlinear autoregressive neural network models. **Theoretical and Applied Climatology**, v. 124, n. 3-4, p. 945-958, 2016.

BHANDARI, B. POUDEL, S. R. LEE, K. T. AHN, S. H. Mathematical modeling of hybrid renewable energy system: A review on small hydro-solar-wind power generation. **International Journal of Precision Engineering and Manufacturing - Green Technology**, v. 1, n. 2, p. 157-173, 2014.

BIANCHI, M. BRANCHINI, L. FERRARI, C. MELINO, F. Optimal sizing of grid-independent hybrid photovoltaic-battery power systems for household sector. **Applied Energy**, v. 136, p. 805-816, 2014.

BLACK, F.; SCHOLES, M. The pricing of options and corporate liabilities. **Journal of political economy**, v. 81, n. 3, p. 637-654, 1973.

BOOMSMA, T. K.; MEADE, N.; FLETEN, S.-E. Renewable energy investments under different support schemes: A real options approach. **European Journal of Operational Research**, v. 220, p. 225-237, 2012.

BRANDÃO, L. E. T.; PENEDO, G. M.; BASTIAN-PINTO, C. The value of switching inputs in a biodiesel production plant. **The European Journal of Finance**, v. 19, n. 7-8, p. 674-688, 2013.

BRENNAN, M. J.; SCHWARTZ, E. S. Evaluating natural resource investments. **The Journal of Business**, v. 58, n. 2, p. 135-157, 1985.

CAPORAL, A.; BRANDÃO, L. E. T. Valuation of a Power Plant with the Real Options Approach. **Brazilian Business Review (English Edition)**, v. 5, n. 2, 2008.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.

Comercialização, 2016. Disponível em: <
http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/comercializacao?_adf.ctrl-state=d88fgny19_4&_afLoop=2818582548263005>. Acesso em: 20 fev. 2016.

CLEWLOW, L.; STRICKLAND, C.; KAMINSKI, V. Jumping the gaps. **Energy and Power Risk Management Magazine**, p. 26-27, 2000.

COPELAND, T. E.; ANTIKAROV, V. **Real options: a practitioner's guide**. New York: Texere LLC Publishing, 2001. 320p.

COX, J. C.; ROSS, S. A.; RUBINSTEIN, M. Option pricing: A simplified approach. **Journal of financial Economics**, v. 7, n. 3, p. 229-263, 1979.

DALBEM, M. C.; GOMES, L. L.; BRANDÃO, L. E. T. Can the regulated market help foster a free market for wind energy in Brazil? **Energy Policy**, v. 66, p. 303-311, 2014a.

_____. Investors' asymmetric views and their decision to enter Brazil's wind energy sector. **Pesquisa Operacional**, v. 34, n. 2, p. 319-345, 2014b.

DEL FABBRO, B.; VALENTINČIČ, A.; GUBINA, A. F. An adequate required rate of return for grid-connected PV systems. **Solar Energy**, v. 132, n. 7, p. 73-83, 2016.

DIAS, A. C. A. E. M.BASTIAN-PINTO, C. D. L.BRANDÃO, L. E. T.GOMES, L. L. Flexibility and uncertainty in agribusiness projects: investing in a cogeneration plant. **RAM. Revista de Administração Mackenzie**, v. 12, n. 4, p. 105-126, 2011.

DIAS, M. A. G. **Análise de investimentos com opções reais - Teoria e Prática com Aplicações em Petróleo e em Outros Setores - Vol.1: Conceitos Básicos e Opções Reais em Tempo Discreto**. 1. ed. Rio de Janeiro, RJ: Interciência, 2014a. 358p.

_____. **Análise de investimentos com opções reais - Teoria e Prática com Aplicações em Petróleo e em Outros Setores - Vol.2: Processos Estocásticos e Opções Reais em Tempo Contínuo**. 1. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2014b. 478p.

DIAS, M. A. G.; ROCHA, K. M. C. Petroleum Concessions with Extendible Options Using Mean Reversion with Jumps to Model Oil Prices. In: 3rd Annual International Real Options Conference. 1999. Netherlands.27p.

DIXIT, A. K.; PINDYCK, R. S. **Investment under uncertainty**. Princenton (USA): Princeton university press, 1994. 468p.

DOCKENDORF, J.; PAXSON, D. Continuous rainbow options on commodity outputs: what is the real value of switching facilities? **The European Journal of Finance**, v. 19, n. 7-8, p. 645-673, 2013.

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS Fontes alternativas de energia, 2016. Disponível em: <
<http://www.eletrobras.com/ELB/natrilhadaenergia/main.asp?View=%7B45B85458-35B3-40FE-BDDD-A6516025D40B%7D>>. Acesso em: 20 fev 2016.

EPE, E. D. P. E.-. **Balanco Energético Nacional 2016**. 2016. 62p.

EPE, E. D. P. E. **Nota Técnica DEA 19/14 - Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos**. Rio de Janeiro, 2014. 64p.

FERNANDES, B.; CUNHA, J.; FERREIRA, P. The use of real options approach in energy sector investments. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, n. 9, p. 4491-4497, 2011.

FERTIG, E. HEGGEDAL, A. M. DOORMAN, G. APT, J. Optimal investment timing and capacity choice for pumped hydropower storage. **Energy Systems**, v. 5, n. 2, p. 285-306, 2014.

FLETEN, S.-E.; HAUGOM, E.; ULLRICH, C. J. The real options to shutdown, startup, and abandon: US electricity industry evidence. **Energy Economics**, v. 63, p. 1-12, 2017.

FONTOURA, C. F.; BRANDÃO, L. E.; GOMES, L. L. Elephant grass biorefineries: towards a cleaner Brazilian energy matrix? **Journal of Cleaner Production**, v. 96, p. 85-93, 2015.

GAN, C. K. PRAYUN, W. TAN, C. W. SHAMSHIRI, M. Design of a hybrid diesel/PV/Wind/Battery system in remote areas. **International Review of Electrical Engineering**, v. 9, n. 2, p. 420-430, 2014.

GAZHELI, A.; DI CORATO, L. Land-use change and solar energy production: A real option approach. **Agricultural Finance Review**, v. 73, n. 3, p. 507-525, 2013.

GUTHRIE, G. **Real options in theory and practice**. Oxford University Press, 2009. 414p.

GWEC, G. W. E. C. **Global Wind Statistics 2015**. Brussels (Belgium), 2016. 4p.

HADDAD, G. S., P. A.; PECHT, M. G. An options approach for decision support of systems with prognostic capabilities. **IEEE Transactions on Reliability**, v. 61, n. 4, p. 872-883, 2012.

HARRISON, J. M.; KREPS, D. M. Martingales and arbitrage in multiperiod securities markets. **Journal of Economic theory**, v. 20, n. 3, p. 381-408, 1979.

HARRISON, J. M.; PLISKA, S. R. Martingales and stochastic integrals in the theory of continuous trading. **Stochastic processes and their applications**, v. 11, n. 3, p. 215-260, 1981.

_____. A stochastic calculus model of continuous trading: complete markets. **Stochastic processes and their applications**, v. 15, n. 3, p. 313-316, 1983.

HAUGEN, R. A. **Modern investment theory**. 5th ed. Upper Saddle River: Prentice-Hall, 2001. 656p.

HOSSEINALIZADEH, R. SHAKOURI G, H. AMALNICK, M. S. TAGHIPOUR, P. Economic sizing of a hybrid (PV-WT-FC) renewable energy system (HRES) for stand-alone usages by an optimization-simulation model: Case study of Iran. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 54, n. 2, p. 139-150, 2016.

HOWELL, S. D. DUCK, P. W. HAZEL, A. JOHNSON, P. V. PINTO, H. STRBAC, G. PROUDLOVE, N. BLACK, M. A partial differential equation system for modelling stochastic storage in physical systems with applications to wind power generation. **IMA Journal of Management Mathematics**, v. 22, n. 3, p. 231-252, 2011.

HU, Y.; SOLANA, P. Optimization of a hybrid diesel-wind generation plant with operational options. **RENEWABLE ENERGY**, v. 51, n. 3, p. 364-372, 2013.

HULL, J. C. **Options, futures, and other derivatives**. 9th edition. Pearson, 2015. 869p.

ISAZA CUERVO, F.; BOTERO BOTERO, S. Aplicación de las opciones reales en la toma de decisiones en los mercados de electricidad. **Application of real options in decision-making in power markets.**, v. 30, n. 133, p. 397-409, 2014.

JEON, C.; LEE, J.; SHIN, J. Optimal subsidy estimation method using system dynamics and the real option model: Photovoltaic technology case. **Applied Energy**, v. 142, p. 33-43, 2015.

KALINCI, Y. Alternative energy scenarios for Bozcaada island, Turkey. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 45, p. 468-480, 2015.

KAYAL, P.; CHANDA, C. Optimal mix of solar and wind distributed generations considering performance improvement of electrical distribution network. **Renewable Energy**, v. 75, p. 173-186, 2015.

KIM, K.-T.; LEE, D.-J.; PARK, S.-J. Evaluation of R&D investments in wind power in Korea using real option. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 40, p. 335-347, 2014.

KIRBY, N.; DAVISON, M. Using a spark-spread valuation to investigate the impact of corn-gasoline correlation on ethanol plant valuation. **Energy Economics**, v. 32, p. 1221-1227, 2010.

KRONIGER, D.; MADLENER, R. Hydrogen storage for wind parks: A real options evaluation for an optimal investment in more flexibility. **Applied Energy**, v. 136, p. 931-946, 2014.

LAGE, E. S.; PROCESSI, L. D. Panorama do setor de energia eólica. **Revista do BNDES**, n. 39, p. 183-205, 2013.

LEE, S.-C. Using real option analysis for highly uncertain technology investments: The case of wind energy technology. **Renewable & Sustainable Energy Reviews**, v. 15, p. 4443-4450, 2011.

LEE, S.-C.; SHIH, L.-H. Renewable energy policy evaluation using real option model - The case of Taiwan. **Energy Economics**, v. 32, n. SUPPL. 1, p. S67-S78, Sep 2010.

LEITE, A. L. D. S.; CASTRO, N. J. D.; TIMPONI, R. R. Causas da volatilidade do preço "spot" de eletricidade no Brasil. **Ensaios FEE**, v. 34, n. 2, p. 647-668, 2013.

LI, P. DARGAVILLE, R. LIU, F. XIA, J. SONG, Y. D. Data-Based Statistical Property Analyzing and Storage Sizing for Hybrid Renewable Energy Systems. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 62, n. 11, p. 6996-7008, 2015.

LI, X.; HUI, D.; LAI, X. Battery energy storage station (BESS)-based smoothing control of photovoltaic (PV) and wind power generation fluctuations. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 4, n. 2, p. 464-473, 2013.

LIN, B.; WESSEH JR, P. K. Valuing Chinese feed-in tariffs program for solar power generation: A real options analysis. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 28, p. 474-482, 2013.

MA, T.; YANG, H.; LU, L. A feasibility study of a stand-alone hybrid solar-wind-battery system for a remote island. **Applied Energy**, v. 121, p. 149-158, 2014.

MARANO, V.; RIZZO, G.; TIANO, F. A. Application of dynamic programming to the optimal management of a hybrid power plant with wind

turbines, photovoltaic panels and compressed air energy storage. **Applied Energy**, v. 97, p. 849-859, 2012.

MARTINEZ-CESENA, E. A.; MUTALE, J. Wind power projects planning considering real options for the wind resource assessment. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 3, n. 1, p. 158-166, 2012.

MAXWELL, C.; DAVISON, M. Using real option analysis to quantify ethanol policy impact on the firm's entry into and optimal operation of corn ethanol facilities. **Energy Economics**, v. 42, p. 140-151, 2014.

MCDONALD, R. L.; SIEGEL, D. The value of waiting to invest. **The Quarterly Journal of Economics**, v. 101, n. 4, p. 707-728, 1986.

MERTON, R. C. Theory of rational option pricing. **The Bell Journal of economics and management science**, p. 141-183, 1973.

MINARDI, A. M. A. F. Teoria de opções aplicada a projetos de investimento. **Revista de Administração de Empresas**, v. 40, n. 2, p. 74-79, 2000.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. O Novo Modelo do Setor Elétrico, 2016. Disponível em: < <http://www.mme.gov.br> >. Acesso em: 01 mar. 2016.

MME, M. D. M. E. E.; EPE, E. D. P. E. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 - PDE 2024**. Brasília, 2015. 467p.

MONJAS, M.; BALIBREA, J. Valuation of projects for power generation with renewable energy: A comparative study based on real regulatory options. **Energy Policy**, v. 55, p. 335-352, 2013.

_____. A valuation of wind power projects in Germany using real regulatory options. **Energy**, v. 77, p. 422-433, 2014.

_____. Assessment of Offshore Wind Energy Projects in Denmark. A Comparative Study With Onshore Projects Based on Regulatory Real Options. **Journal of Solar Energy Engineering**, v. 137, p. 1-13, 2015.

MUÑOZ, J. I. CONTRERAS, J. CAAMAÑO, J. CORREIA, P. F. A decision-making tool for project investments based on real options: The case of wind power generation. **Annals of Operations Research**, v. 186, n. 1, p. 465-490, 2011.

MYERS, S. C. Determinants of corporate borrowing. **Journal of financial economics**, v. 5, n. 2, p. 147-175, 1977.

NOUICER, A. **Diffusion of new renewable power in Brazil: A Real Options Approach**. 2015. Thesis (Master). Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad Pontificia Comillas, Florence, 2015.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. SWERA, 2016. Disponível em: < <https://maps.nrel.gov/swera> >. Acesso em: 30 set. 2016.

NUNES, L. E.; KOPELKE, A. L. **Trajatória tecno-institucional do setor eólico brasileiro**. p.31. 2016. (Working Paper)

OCHOA, C. M.; BETANCUR, J. D. H.; MÚNERA, Ó. M. G. The valuation of eolic energy projects in Colombia under the real option approach. **Cuadernos de Administracion**, v. 25, n. 44, p. 193-231, 2011.

OLIVEIRA, D. L. D.BRANDAO, L. E. T.IGREJAS, R.GOMES, L. L. Switching outputs in a bioenergy cogeneration project: A real options approach. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 36, p. 74-82, 2014.

ONAR, S. Ç.; KILAVUZ, T. N. Risk Analysis of Wind Energy Investments in Turkey. **Human and Ecological Risk Assessment**, v. 21, n. 5, p. 1230-1245, 2015.

OZÓRIO, L. D. M.BASTIAN-PINTO, C. D. L.BAIDYA, T. K. N.BRANDÃO, L. E. T. Avaliação de opções de troca de produto em siderúrgicas integradas. **BBR-Brazilian Business Review**, v. 10, n. 1, p. 106-130, 2013.

OZÓRIO, L. D. M.BASTIAN-PINTO, C. D. L.BAIDYA, T. N.BRANDÃO, L. E. T. Reversão à Média com Tendência e Opções Reais na Siderurgia (Mean Reversion with Drift and Real Options in Steel Industry). **Revista Brasileira de Finanças**, v. 10, n. 2, p. 215-241, 2012.

OZÓRIO, L. D. M.; BASTIAN-PINTO, C. D. L.; BRANDAO, L. E. T. The choice of stochastic process in real option valuation. In: 16th Annual International Real Options Conference. 2012. London.13p.

PADDOCK, J. L.; SIEGEL, D. R.; SMITH, J. L. Option valuation of claims on real assets: The case of offshore petroleum leases. **The Quarterly Journal of Economics**, v. 103, n. 3, p. 479-508, 1988.

PANTOJA, C. D. S. **Teoria das Opções Reais: Uma Abordagem em Energia Eólica**. 2013. 139p. Dissertação (Mestrado). Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2013.

PILIPOVIC, D. **Energy Risk: Valuing and Managing Energy Derivatives**. 2th edition. New York: McGraw Hill, 2007. 512p.

PINDYCK, R. S. Investments of uncertain cost. **Journal of financial Economics**, v. 34, n. 1, p. 53-76, 1993.

_____. The long-run evolution of energy prices. **The Energy Journal**, v. 20, n. 2, p. 1-27, 1999.

ENERGY PLUS. Weather Data by Location - Brazil, 2016. Disponível em: < https://energyplus.net/weather-location/south_america_wmo_region_3/BRA//BRA_Bom.Jesus.da.Lapa.832880_SWERA >. Acesso em: 10 out. 2016.

PVWATTS® CALCULATOR 2016. Disponível em: < <http://pvwatts.nrel.gov/pvwatts.php> >. Acesso em: 20 out. 2016.

R Core Team (2016). R Foundation for Statistical Computing. R: A language and environment for statistical computing, Vienna, Austria. <https://www.R-project.org/>.

REUTER, W. H.FUSS, S.SZOLGAYOVÁ, J.OBERSTEINER, M. Investment in wind power and pumped storage in a real options model. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, p. 2242-2248, 2012.

RODRIGUES, R. B.OZORIO, L. D. M.BASTIAN -PINTO, C. D. L.BRANDÃO, L. E. T. Opção de troca de produto na indústria de fertilizantes. **Revista de Administração**, v. 50, n. 2, p. 129-140, 2015.

SCHÖNE, M. **Real Options Valuation: The Importance of Stochastic Process Choice in Commodity Price Modelling**. Vallendar, Germany: Springer Gabler, 2015. 114p.

SCHWARTZ, E.; SMITH, J. E. Short-term variations and long-term dynamics in commodity prices. **Management Science**, v. 46, n. 7, p. 893-911, 2000.

SCHWARTZ, E. S. The stochastic behavior of commodity prices: Implications for valuation and hedging. **The Journal of Finance**, v. 52, n. 3, p. 923-973, 1997.

SHANTHI, T.; MOHANA PRIYA, J. Standalone hybrid power generation using photovoltaic/wind/fuel cell. **International Journal of Applied Engineering Research**, v. 10, n. 20, p. 18612-18616, 2015.

SHARPE, W. F. Capital asset prices: A theory of market equilibrium under conditions of risk. **The journal of finance**, v. 19, n. 3, p. 425-442, 1964.

SHOCKLEY, R. L. **An applied course in real options valuation**. Thomson Higher Education, 2007. 523p.

SIL, A. C. Bem casados. **Brasil Energia**, 28 fev. 2016, p.30-32. Disponível em: < <http://brasilenergia.editorabrasilenergia.com/news/renovaveis/eolica/2016/02/bem-casados-450242.html> >. Acesso em: 3 abr. 2016.

SIMÕES, M. D. D. P. OLIVEIRA, D. L. D. PINTO, A. C. F. KLOTZLE, M. C. GOMES, L. L. Opções de swing no mercado brasileiro de energia elétrica. **Revista de Economia e Administração**, v. 10, n. 4, p. 591-610, 2011.

SPE, S. P. E.-. **Global Market Outlook for Solar Power/2015–2019**. 2015. 31p.

SWERA. Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA), 2016. Disponível em: < <http://en.openei.org/datasets/dataset/brazil-global-horizontal-solar-radiation-model-10km-from-inpe> >. Acesso em: 10 out. 2016.

THOMPSON, M.; DAVISON, M.; RASMUSSEN, H. Natural gas storage valuation and optimization: A real options application. **Naval Research Logistics (NRL)**, v. 56, n. 3, p. 226-238, 2009.

TOURINHO, O. A. F. **The valuation of reserves of natural resources: an option pricing approach**. 1979. 103p. Thesis (Doctor). Business Administration, University of California, Berkeley, Califórnia, 1979.

TRIGEORGIS, L. The nature of option interactions and the valuation of investments with multiple real options. **Journal of financial and quantitative analysis**, v. 28, n. 01, p. 1-20, 1993.

_____. **Real options: Managerial flexibility and strategy in resource allocation**. MIT press, 1996. 427p.

VESTAS V112 - 3.0 MW. 2016. Disponível em: < <http://www.vestas.cz/files/V126-30.pdf> >. Acesso em: 20 out. 2016.

WEIBEL, S.; MADLENER, R. Cost-effective design of ringwall storage hybrid power plants: A real options analysis. **Energy Conversion and Management**, v. 103, p. 871-885, 2015.

ZHANG, M.; ZHOU, D.; ZHOU, P. A real option model for renewable energy policy evaluation with application to solar PV power generation in China. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 40, p. 944-955, 2014.

ZHANG, M. ZHOU, D. ZHOU, P. CHEN, H. Optimal design of subsidy to stimulate renewable energy investments: The case of China. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2017.